Correlação entre a extensão volumétrica e a porosidade em rochas calcárias saturadas

André Eduardo Matias Vaz Ferreira de Almeida

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Geológica e de Minas

Orientador:

Prof.ª Dr.ª Maria Matilde Mourão de Oliveira Carvalho Horta Costa e Silva

Júri

Presidente: Prof.ª Dr.ª Maria Teresa da Cruz Carvalho

Orientador: Prof.ª Dr.ª Maria Matilde Mourão de Oliveira Carvalho Horta Costa e Silva

Vogal: Dr. Gustavo André Paneiro

Maio 2018

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.

Agradecimentos

Começo por agradecer à Professora Doutora Matilde Costa e Silva pelo apoio académico que sempre disponibilizou ao longo deste período da dissertação, assim como pela troca de ideias e esclarecimentos acerca de todas as dúvidas que se lhe foram apresentadas, sempre com a segurança e o à vontade que lhe são características e que tanto foram necessárias.

Agradeço igualmente ao Instituto Superior Técnico pela educação que me proporcionaram, assim como por todos os desafios que lançou e que me permitiram ganhar conhecimentos que sem dúvida me serão úteis de agora em diante.

Um agradecimento especial à MOCAPOR e à Engenheira Ana Luís, que puderam disponibilizar o material utilizado para os ensaios, exercendo assim um papel indubitavelmente preponderante na elaboração da minha dissertação.

Ao Doutor Gustavo Paneiro, por toda a ajuda prestada no decorrer deste período, principalmente nos ensaios experimentais que levei a cabo. Queria também agradecer pelo facto de se encontrar sempre disponível para esclarecer qualquer tipo de dúvidas sempre com prontidão e vontade.

Ao Senhor Paulo Fernandes, por toda a disponibilidade e pelo auxílio prestado no decorrer de todas as atividades laboratoriais, sem a sua ajuda não teria sido possível realizar os ensaios.

Aos meus amigos Alexander Murch, Gonçalo Tendeiro, Marco Candeias, Tomás Andrade, Bernardo Candeias, Pedro Pereira, Vasco Águia, Carlos Chaves, João Pereira, Pedro Romariz e Pedro Soares, por todo o companheirismo e momentos de diversão que sempre os caraterizaram e que me ajudaram a descomprimir nos momentos de maior tensão.

Às Lendas da Verbena, pelos momentos de descontração e brincadeira que me ajudaram a fazer passar o tempo quando andava mais perdido.

Ao Fritanço, porque todos precisamos de amigos que nos deixem sempre com um sorriso na cara, mesmo quando só nos apetece desistir.

Quero agradecer igualmente à Luísa Bento e ao Diogo Lopes por me manterem sempre alegre mesmo quando nada corria bem. Não nos conhecemos desde sempre, mas espero que a nossa amizade dure para sempre.

Às minhas amigas e companheiras de laboratório, Sofia Chaby e Liliana Rocha, por todos os momentos passados no mesmo durante este período, tenham sido eles divertidos ou não. Foi um prazer ter sido acompanhado nesta minha etapa académica por vocês.

Aos meus grandes companheiros de uma vida, André Ferreira e Afonso Martins, que conheço desde que me lembro. O apoio emocional e as palavras amigas que sempre me deram foram importantes. A relativização das coisas dadas pelas suas perspetivas e maneira de ser ajudaram-me a manter são, mesmo em momentos de grande descontrolo emocional.

À Leonor, que nunca me deixou ir abaixo e que disse sempre presente quando mais precisava, um muito obrigado pela tua paciência e amor infinitos, pelos *lazy Sundays*, pelos passeios, pelas palavras amigas e inimigas (mas que serviram de muito) e, acima de tudo, por me amares durante todo este tempo que, acredito, foi igualmente difícil para ti. No fim de contas, só quero que saibas que te amo incondicionalmente, por tudo o que fizemos, passamos e que ainda vamos passar, por tudo.

À minha avó, que sempre foi uma segunda mãe, por toda a ajuda e toda a compreensão existentes neste mundo. Espero conseguir deixar-te tão orgulhosa quanto mereces por tudo o que fizeste ao longo destes 23 anos de vida e que espero serem muitos mais. O teu amor incondicional e a educação que me deste fizeram-me o homem que sou hoje e só tenho de te agradecer por isso.

Aos meus pais, não consigo agradecer o suficiente nem há palavras que consigam descrever o amor que sinto por eles. Obrigado por tudo o que sempre sacrificaram por mim e pelo meu irmão, obrigado por toda a educação que sempre me deram e que me permitiram chegar onde estou hoje. Obrigado pelo apoio incondicional e por todos os momentos pelos quais passámos e continuaremos a passar. Obrigado por terem sido os pilares de tudo o que sou hoje. Quero que saibam que são o exemplo de pessoa que pretendo ser e o exemplo de família que pretendo ter. Um muito obrigado por tudo.

Os últimos são sempre os primeiros e é por isso que te deixo para o fim Nuno. Ao meu irmão, sem o qual nada disto seria possível. Quero que saibas que não trocaria nada deste universo por ti e que significas tudo para mim. Obrigado por todos os grandes momentos que passamos e que continuarão sempre a existir. Obrigado por todo o amor que sempre me deste e por todos os conselhos que sempre disponibilizaste e quero que saibas que oiço tudo e guardo tudo no meu coração. Tu és o apoio que sempre tive e que mais influência tem em mim. É por isso que dedico a minha dissertação a ti, como homenagem a tudo o que representas e a tudo o que fizemos juntos, esta é mais uma etapa e a tua vez chegará em breve, sempre com o apoio e amor que mereces da minha parte.

Resumo

A porosidade e a permeabilidade são parâmetros cujo conhecimento é indispensável em diversas áreas da Engenharia, como a de Minas e a de Petróleos. A questão de como as várias condições geológicas, físicas e mecânicas dos ambientes que rodeiam os maciços rochosos afetam os dois parâmetros é bastante debatida, sendo alvo de diversos estudos, tanto teóricos como práticos. A análise laboratorial da influência do estado de tensão na porosidade e permeabilidade é uma maneira recorrente de abordar os estudos e tentar percecionar, a um grau cada vez mais elevado, o que provoca as alterações nas mesmas e quais as consequências para o comportamento mecânico e físico dos maciços.

No presente trabalho foram realizados ensaios laboratoriais numa célula triaxial convencional sob condições não drenadas e drenadas em calcários saturados provenientes da Serra de Aire e Candeeiros. Os provetes utilizados foram submetidos a estados de tensão triaxiais num intervalo de 20-40 MPa, sendo utilizadas pressões de confinamento de 10, 20 e 30 MPa. Aos mesmos provetes e em condições não drenadas foi injetada água sob pressão (cerca de 33% da pressão de confinamento). As propriedades medidas durante os ensaios foram a tensão de desvio, as deformações axiais, horizontais e volumétricas, as pressões neutras, a variação da porosidade e a permeabilidade.

Conclui-se que os parâmetros medidos apresentam correlações entre si, nomeadamente com a tensão de desvio aplicada e com a extensão volumétrica.

Palavras-chave: Porosidade, Permeabilidade, Ensaios triaxiais drenados e não drenados, Tensões anisotrópicas, Extensão volumétrica, Variação da porosidade.

Abstract

Porosity and permeability are two of the most important parameters regarding the knowledge about how rock masses are affected in terms of their geology and physical and mechanical behavior, whether in Mining or Petroleum Engineer. This matter is quite debated in both theoretical and practical studies. Laboratory analysis about the influence of different stress states in both porosity and permeability is a recurrent method to study, in a more profound way, what causes changes in these properties' behavior and what are the consequences it brings to rock masses.

The present study involves triaxial testing under drained and undrained conditions in saturated limestones from Serra de Aire e Candeeiros. The specimens were submitted to anisotropic stress states of 20-40 MPa of deviatory stress with confinement stresses of 10, 20 and 30 MPa. During the tests, pressurized water was introduced (about 33% of confinement stress). The properties measured during the laboratory tests were deviatory stresses, axial, horizontal and volumetric strains, pore pressure, changes in porosity and permeability.

It was concluded that the measured parameters show correlations between themselves which are worthy of being mentioned, namely with deviatory stress and volumetric strain.

Keywords: Porosity, Permeability, Triaxial tests under drained and undrained conditions, Anisotropic stresses, Volumetric strain, Porosity variation.

Índice

1. Introdução 1

2. Revisão Bibliográfica 3

2.1. Ensaios triaxiais 3

2.2. Propriedades poroelásticas e de fluxo 4

2.3. Estudos anteriores sobre as propriedades das rochas 8

2.3.1. Influência do estado de tensão nas propriedades poroelásticas e de fluxo 8

2.3.2. Influência da porosidade nas propriedades mecânicas e de fluxo 26

2.3.3. Influência dos fatores geológicos nas propriedades poroelásticas e de fluxo 29

3. Amostras e Metodologia 32

3.1. Amostras 32

3.2. Metodologia 35

3.2.1. Determinação da porosidade 35

3.2.2. Ensaio triaxial 37

4. Resultados e discussão 43

4.1. Porosidade 43

4.2. Ensaio triaxial 43

4.2.1. Módulo de Young 44

4.2.2. Coeficiente de Poisson 48

4.2.3. Redução da porosidade 48

4.2.4. Permeabilidade 51

5. Conclusão e trabalhos futuros 57

5.1. Conclusão 57

5.2. Trabalhos futuros 58

6. Referências bibliográficas 61

Anexo A – Dados da determinação da porosidade e dos ensaios triaxiais A1

Anexo B – Descrição dos componentes da bomba hidráulica de injeção de óleo B1

Índice de Figuras

Figura 1 - Esquema do estado de tensão atuante sobre um provete durante um ensaio triaxial de compressão. Adaptado de Rees (2013). 4

Figura 2- Diferentes métodos de cálculo do módulo de elasticidade através do gráfico de tensão vs. extensão. Adaptado de Fjaer et. al (2008). 5

Figura 3 - Curvas típicas do ensaio de compressão uniaxial, incluindo a variação de E e do coeficiente de Poisson. Adaptada de Guerreiro (2013). 9

Figura 4 - Determinação do volume de fissuras recorrendo à relação entre a pressão de confinamento e as deformações em granitos. Adaptado de Brace et al. (1966). 10

Figura 5 - Relação entre Módulo de Young, porosidade e resistência à compressão uniaxial. Retirado de Palchik (2013). 11

Figura 6 - Relação entre o Módulo de Young, "crack damage stress" e porosidade. Adaptado de Palchik & Hatzor (2002). 12

Figura 7 - Porosidade em função da pressão de confinamento efetiva para: A- arenitos e B- xistos-siltosos. Adaptado de Jia-Jyun et al. (2010). 15

Figura 8 - Comportamento da permeabilidade em ensaios hidrostáticos. Retirado de Holt (1990). 16

Figura 9 - Comportamento da permeabilidade em ensaios de tensão anisotrópica. Retirado de Holt (1990). 16

Figura 10 - Relação entre a permeabilidade e a extensão axial, quando aplicadas três pressões de confinamento diferentes entre si, em arenitos Red Wildmoor. Retirado de Holt (1990). 17

Figura 11 - Influência da direção de aplicação de carga na permeabilidade do arenito Castlegate, em ensaios triaxiais realizados por Bruno et al. (1991). Retirado de Guerreiro (2013). 17

Figura 12 - Redução da permeabilidade com o aumento da pressão de confinamento para três pressões neutras diferentes: 1,05; 2,05 e 3,05 MPa. Retirado de Santos (2017). 18

Figura 13 - Relação entre a permeabilidade e a pressão de confinamento a baixas pressões neutras e estados de tensão baixos em calcários do Codaçal. Retirado de Santos (2017). 19

Figura 14 - Relação entre a permeabilidade e a pressão de confinamento efetiva em granitos (Brace et al., 1968) e em calcários (Ohle, 1951). Adaptado de Brace et al. (1968). 19

Figura 15 - Relação entre a permeabilidade e a tensão efetiva em calcários do Codaçal sujeitos a baixos estados de tensão e a pressões neutras reduzidas. Retirado de Santos (2017)..... 20

Figura 16 - Evolução da permeabilidade com o carregamento. Adaptado de Ferfera et al. (1997). 21

Figura 17 - Ensaios triaxiais hidrostáticos mostrando a relação entre tensão efetiva média e: (a) redução da porosidade e (b) permeabilidade. Adaptado de Fortin et al. (2005). 23

Figura 18 - Ensaios triaxiais não hidrostáticos com pressão de confinamento de 12 e 30 MPa mostrando a relação entre tensão efetiva média e: (a) redução da porosidade e (b) permeabilidade. Adaptado de Fortin et al. (2005). 24

Figura 19 - Ensaios triaxiais realizados em regime dúctil ou semi-frágil de compactação com pressões de confinamento de 50, 70, 90 e 110 MPa, relacionando a tensão efetiva média e: (a) Redução da porosidade e (b) permeabilidade. Adaptado de Fortin et al. (2005). 25

Figura 20 - Relação entre J(V_S) e J(V_P) com o coeficiente de Poisson. Retirado de Yu et al. (2016). 27

Figura 21 - Relação entre o coeficiente de Poisson e a densidade. Adaptado de Yu et al. (2016). 30

Figura 22 - Localização do Maciço Calcário Estremenho em relação a Portugal Continental. .. 32

Figura 23 - Carta Geológica do Maciço Calcário Estremenho em escala 1/50000 e respetiva legenda. Retirado de Carvalho et al. (2011). 33

Figura 24 - Conjunto de 11 provetes onde se realizam os ensaios triaxiais e um exemplo da marcação dos veios de diferente material, neste caso no provete nº 1. 34

Figura 25 - Amostras utilizadas para a medição da porosidade dos calcários. 35

Figura 26 - Balança eletrónica EMB 2000-2V e equipamento YDB-02 e respetivos componentes. (KERN & Sohn GmbH, 2015) 36

Figura 27 - Exsicador utilizado para retirar o ar das amostras e desarear a água utilizada para saturar os cilindros. 36

Figura 28 - Célula triaxial: A-Parte Frontal; B- Parte traseira. Respetivos componentes identificados por números de 1 a 7. 38

Figura 29 - Macaco hidráulico manual. 38

Figura 30 – Acumulador. 38

Figura 31 - (A) Interface do programa ELE; (B) Interface do programa da ponte de Wheatstone; (C) Interface do programa Clicker. 39

Figura 32 - Ponte de Wheatstone. 39

Figura 33 - Prensa hidráulica com célula triaxial montada. Componentes numerados de 1 a 4. 39

Figura 34 - (1) Parte dianteira da bomba de injeção de óleo; (2) Parte da retaguarda da bomba de injeção de óleo. 40

Figura 35 - Relação entre a tensão axial instalada (MPa) e as extensões lidas nos extensómetros (με)..... 44

Figura 36 - Relação entre a tensão axial instalada (MPa) e variação da porosidade (%). 48

Figura 37 - Relação entre a tensão axial instalada (MPa) e a permeabilidade (m^2). 51

Figura 38 - Relação entre a extensão volumétrica (με) e a permeabilidade (m^2)..... 53

Figura 39 - Relação entre a variação da porosidade (%) e a permeabilidade (m^2)..... 54

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Parâmetros geométricos dos provetes utilizados. 34

Tabela 2 - Relação entre o Módulo de Young, coeficiente de Poisson e extensão volumétrica e axial (ε). 45

Tabela 3 - Relação entre a pressão neutra (kPa) e a extensão volumétrica (ε). 47

Tabela 4 - Relação entre a tensão axial instalada (MPa) e a pressão neutra (kPa) em ordem à pressão de confinamento (MPa). 50

Tabela 5 - Relação entre a pressão neutra e a permeabilidade em ordem à pressão de confinamento. 55

Índice de símbolos

Símbolos	Significado
ϕ	Porosidade (%)
V_v	Volume de vazios (m^3)
V_t	Volume total da amostra (m^3)
G_s	Gravidade específica dos sólidos (g/cm^3)
$\Delta\phi$	Variação da porosidade (%)
$\Delta\varepsilon_{vol}$	Variação da extensão volumétrica (%)
$\Delta\varepsilon_{axial}$	Variação da extensão axial (%)
$\Delta\varepsilon_{radial}$	Variação da deformação radial (%)
Q	Caudal de fluído (m^3/s)
k	Permeabilidade intrínseca (m^2 ou D)
A	Secção de área transversal
$\frac{dh}{dx}$	Perda de carga hidráulica ao longo do comprimento da amostra
ρ_{fluido}	Massa volúmica do fluido (g/cm^3)
μ	Viscosidade do fluido ($Pa.s^{-1}$)
L	Comprimento da trajetória de fluxo (cm)
ΔP	Diferença de pressão entre as extremidades da trajetória L (Pa)
E	Módulo de Young (Pa)
$\Delta\sigma'$	Variação da tensão efetiva (Pa)
υ	Coeficiente de Poisson
ε_{radial}	Deformação radial da amostra
ε_{axial}	Extensão axial da amostra
σ_p	Tensão hidrostática (Pa)
σ_x	Tensão axial (Pa)
σ_y	Tensão radial (Pa)
σ_z	Tensão transversal (Pa)
ε_{vol}	Extensão volumétrica da amostra
k_0	Permeabilidade à pressão atmosférica (m^2 ou D)
γ	Constante do material
P_c	Pressão de confinamento (atm)
P_0	Pressão atmosférica (atm)
p	Constante do material
ϕ_0	Porosidade à pressão atmosférica (%)
q	Constante do material
$\Delta\sigma_p$	Variação da tensão hidrostática

$\mathbf{K_p}$	Inverso da compressibilidade dos poros
$\mathbf{K_{fr}}$	Módulo volumétrico drenado (Pa)
$\mathbf{K_s}$	Módulo volumétrico seco (Pa)
$\mathbf{V_p}$	Volume dos poros (m^3)
$\Delta\mathbf{V_p}$	Variação do volume dos poros
$\Delta\mathbf{V_t}$	Variação do volume total da amostra
$\boldsymbol{P_u}$	Pressão neutra (MPa)
V_p	Volume de poros
$\overline{\boldsymbol{\gamma}}$	Caminho de tensões
$\boldsymbol{k_{exp}}$	Permeabilidade medida experimentalmente (m^2 ou D)
$\boldsymbol{k_i}$	Permeabilidade inicial (m^2 ou D)
$\boldsymbol{\phi_1}$	Poros pré-existentes na rocha segundo Morris *et al*. (2003)
$\Delta\boldsymbol{V_c}$	Variação no volume total da amostra (Palchik, 2010)
σ_c	Resistência à compressão uniaxial
σ_{ci}	Tensão à qual começam a surgir fraturas
$\boldsymbol{\sigma_{cd}}$	"*Crack damage stress*" ou tensão medida quando a amostra começa a dilatar
$\boldsymbol{\omega}$	Parâmetro que define a influência do colapso dos poros na permeabilidade de uma amostra (Vajdova *et al*., 2004)
$\boldsymbol{k_m}$	Permeabilidade da amostra aquando do início da formação das bandas de compactação
$\boldsymbol{k_{cb}}$	Permeabilidade medida nas bandas de compactação
$\boldsymbol{\beta'}$	Medida do dano local associado ao colapso dos poros causado pelas bandas de compactação. $\beta' = \frac{\Delta l}{l}$
h	Altura do provete
σ'_x	Tensão efetiva principal máxima
σ'_z	Tensão efetiva principal mínima
q'	Tensão de desvio
F	Carga axial
$\Delta\boldsymbol{\sigma'_z}$	Variação da tensão efetiva mínima
$\Delta\boldsymbol{\sigma'_x}$	Variação da tensão efetiva máxima
Laboratório de GEOMEC	Laboratório de Geomecânica do Instituto Superior Técnico

$M_{secaimersaemágua}$	Massa do provete seco imerso em água (EN 1936, 2006)
CERENA	Centro de Recursos Naturais e Ambiente, com sede no Instituto Superior Técnico
GCTS	*Geotechnical Consulting and Testing Systems*. Empresa de engenharia e consultoria que produz equipamentos de alta qualidade para a realização de ensaios laboratoriais
σ_{desvio}	Diferença entre a tensão axial instalada e a pressão de confinamento exercida

1. Introdução

O estudo da atuação do estado de tensões na variação dos parâmetros poroelásticos e propriedades de fluxo é de grande interesse para diversas áreas da Ciência e da Engenharia, com particular destaque para a Engenharia de Petróleos e as suas diversas áreas, como a Engenharia de Reservatórios e a recuperação de hidrocarbonetos, para a Engenharia Civil no caso das fundações e hidráulica e na Engenharia de Minas, nomeadamente nas áreas de Produção em minas subterrâneas e a céu aberto e, principalmente, na área de Geomecânica e Mecânica das Rochas e dos Solos. A evolução da porosidade e da permeabilidade mediante diferentes estímulos é de extrema importância no âmbito do estudo da contaminação dos solos e consequente remediação, pelo que este é, também, um tema de interesse da Engenharia Ambiental.

A presente dissertação concentra-se na área de Engenharia de Minas e até certa extensão na Engenharia de Petróleos, na medida em que é importante conhecer o efeito das tensões atuantes e das suas distribuições num reservatório, de modo a aumentar o rendimento da produção e evitar o colapso dos reservatórios. Na Engenharia de Minas, o conhecimento de propriedades como a porosidade e a permeabilidade são importantes em projetos que envolvam a abertura de cavidades, como poços e túneis, em estabilidade de taludes, minas e barragens e até em operações de desmonte.

Assim sendo, o objetivo deste trabalho foca-se na correlação existente entre a variação da porosidade e da permeabilidade com a variação da extensão volumétrica, assim como na influência do estado de tensão aplicado nas propriedades mecânicas de calcários saturados em ensaios triaxiais não drenados e drenados de alta tensão.

Em toda a bibliografia existente que englobe a atuação das tensões e a sua influência nas propriedades já referidas, é de importante destaque a permeabilidade, que é, sem dúvida, aquela que mais é estudada, no sentido em que a maioria dos estudos aborda exclusivamente a evolução da permeabilidade ou acaba por fazê-lo ao estudar a evolução da porosidade com o estado de tensão atuante. Deste modo, grande parte da bibliografia apresentada engloba o conceito de evolução da permeabilidade.

No âmbito deste estudo foram realizados ensaios triaxiais convencionais não drenados e drenados em provetes de rocha calcária saturada provenientes da Serra de Aire e Candeeiros, fornecidos pela MOCAPOR. A rocha em questão é essencialmente utilizada como rocha ornamental. Foram realizados ensaios sob as condições de drenagem referidas, com a aplicação de tensões axiais no intervalo 30-70MPa, e utilizados três níveis de pressão de confinamento (10, 20 e 30 MPa).

Foi utilizada uma célula triaxial convencional, pertencente ao Laboratório de Geomecânica do Instituto Superior Técnico (GEOLAB). A célula triaxial foi adaptada para que os ensaios não drenados e drenados pudessem ocorrer sem interrupção. As leituras de tensão aplicada e deformações associadas à mesma foram realizadas com o auxílio de *softwares* desenhados para o propósito. No que toca à leitura dos caudais de água necessários para a determinação da permeabilidade foi utilizada uma bureta de 50mL de capacidade. O tempo de ensaio é de cerca de 24 horas.

A dissertação encontra-se dividida em 6 Capítulos.

O Capítulo 1 trata da introdução aos trabalhos a realizar, apresenta as áreas da engenharia de interesse para a dissertação, os objetivos da dissertação e ainda um resumo acerca do modo de obtenção dos dados e estruturação da dissertação.

O Capítulo 2 trata da revisão bibliográfica, sendo que o mesmo se subdivide em 3 subcapítulos. O primeiro trata da introdução aos ensaios triaxiais, nomeadamente os tipos de ensaios mais importantes para a concretização do objetivo da presente dissertação. O segundo trata da exposição das propriedades poroelásticas e de fluxo, nomeadamente a sua definição e o seu modo de obtenção. O terceiro subcapítulo trata dos estudos anteriores referentes à influência de diversos parâmetros nas propriedades poroelásticas e de fluxo, sendo o mesmo dividido em três partes. Na primeira parte aborda-se a influência do estado de tensão instalado nas propriedades poroelásticas e de fluxo, na segunda a influência que a porosidade exerce nos parâmetros mecânicos e nas propriedades de fluxo e a última parte aborda a influência dos fatores geológicos nas propriedades poroelásticas e de fluxo.

O Capítulo 3 refere-se às amostras e à metodologia, sendo dividido em duas partes. O subcapítulo 3.1. aborda as amostras utilizadas e a sua proveniência, enquanto o capítulo 3.2. trata da metodologia para os ensaios triaxiais e alguns dos equipamentos utilizados.

O Capítulo 4 trata dos resultados e da discussão, onde se apresentam os resultados obtidos e se divide a discussão dos mesmos em dois subcapítulos. O primeiro refere-se aos resultados decorrentes da determinação da porosidade e o segundo trata dos resultados provenientes dos ensaios triaxiais realizados.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões e ilações a retirar dos trabalhos realizados, seguido da apresentação de breves ideias para trabalhos futuros na área e tema sob o qual se debruça a dissertação.

2. Revisão Bibliográfica

O presente trabalho foca-se no estudo da correlação entre a variação da porosidade e da permeabilidade com a variação da extensão volumétrica em ensaios triaxiais de alta tensão e na influência do estado de tensão aplicado nas propriedades mecânicas das rochas.

A revisão bibliográfica encontra-se divida em três subcapítulos. No primeiro subcapítulo aborda-se os diferentes tipos de ensaios triaxiais e a sua importância para a concretização dos objetivos propostos. O segundo subcapítulo trata dos conceitos de porosidade, permeabilidade, propriedades mecânicas e como se podem medir as mesmas recorrendo aos ensaios referidos. O terceiro subcapítulo refere-se aos estudos anteriores realizados no sentido de entender como as propriedades poroelásticas e de fluxo são influenciadas pelo estado de tensão e pela extensão volumétrica.

2.1. Ensaios triaxiais

Os ensaios triaxiais têm como objetivo a obtenção das características resistentes e análise de propriedades poroelásticas e de fluxo em amostras de rocha ou de solo.

Os ensaios triaxiais mais comuns são os de compressão ou *standard*, em que se mantém um estado de tensão hidrostático até que um valor de tensão pré-definido seja atingido, seguido de um aumento da tensão vertical até atingir a rotura ou até alcançar a tensão de desvio pretendida. Outro tipo de ensaio triaxial, associado de certa forma ao anterior, é o ensaio hidrostático, de extrema importância para a determinação do módulo volumétrico das rochas (Fjaer *et al*., 2008).

Fjaer *et al*. (2008) referem as possíveis condições de drenagem nas quais os ensaios se podem executar. Rees (2013) descreve algumas vantagens de controlo das condições de drenagem, estudando situações de alternância drenado e não drenado. Em relação aos ensaios drenados, Fjaer *et al*. (2008) referem que deve existir uma abertura entre o interior da célula triaxial e o exterior, de modo a que pressão do fluido nos poros da amostra se encontre pré-estabelecida, sendo que normalmente a abertura é feita para a atmosfera para que se possa considerar como nula. Santos (2017) realiza ensaios triaxiais em condições não drenadas, referindo que as mesmas implicam que o fluido não possa escapar dos poros da amostra, estando a pressão daí resultante sujeita a alterações derivadas da modificação do estado de tensão e da pressão de injeção de fluido.

Fjaer *et al*. (2008), Guerreiro (2013) e Narciso (2015) utilizam ensaios triaxiais para estudar o efeito do estado de tensão em propriedades como a porosidade, a permeabilidade e a extensão volumétrica. Os dois últimos autores e Santos (2017) determinam as características poroelásticas recorrendo a diversas trajetórias de tensão (Equação 1). A trajetória de tensões varia entre os valores 0 e 1, sendo que adota o valor unitário em ensaios hidrostáticos e o valor

nulo em ensaios triaxiais drenados com pressão de confinamento constantes (Fjaer *et al.*, 2008). Quando se realizam ensaios triaxiais, os valores mais comuns, segundo Peng & Zhang (2007), encontram-se entre 0,33 e 1, que representa a condição hidrostática.

$$\bar{\gamma} = \frac{\Delta\sigma_z'}{\Delta\sigma_x'} \qquad [1]$$

Em que $\bar{\gamma}$ é o caminho de tensões adotado, um parâmetro adimensional, $\Delta\sigma_z'$ é a variação da tensão efetiva mínima ou radial e $\Delta\sigma_x'$ é a variação da tensão efetiva máxima ou axial, todas em MPa.

Na Figura 1 apresenta-se o esquema de tensões aplicadas num provete num ensaio triaxial de compressão.

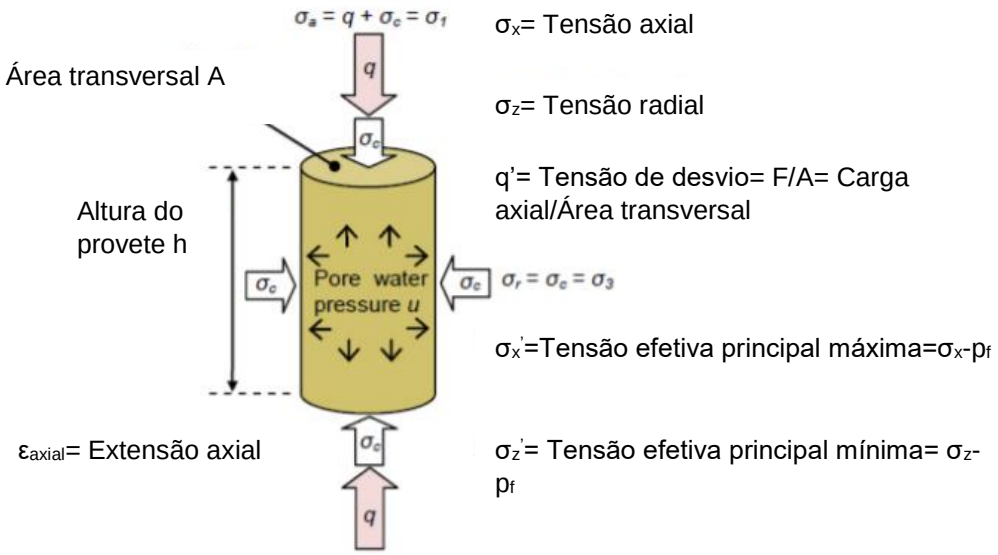


Figura 1 - Esquema do estado de tensão atuante sobre um provete durante um ensaio triaxial de compressão. Adaptado de Rees (2013).

2.2. Propriedades poroelásticas e de fluxo

O comportamento dos maciços rochosos face a diferentes estímulos é pautado pelas propriedades físicas e mecânicas que caracterizam as rochas que os compõem. Estas podem ser agrupadas em dois tipos: poroelásticas e de fluxo. As características poroelásticas de uma rocha envolvem as propriedades mecânicas, das quais se destacam, no âmbito do objetivo proposto para este estudo, o Módulo de Young e o coeficiente de Poisson, que segundo Vallejo *et al.* (2002), são os principais responsáveis pelo modo como os maciços rochosos se comportam face a estímulos externos. No caso das propriedades de fluxo destaca-se a permeabilidade.

O Módulo de Young proporciona uma medida da capacidade de resistência de um material sólido a ser deformado elasticamente quando lhe é aplicado um determinado estado de tensão. Tanto Vallejo *et al.* (2002), como Fjaer *et al.* (2008) e Yu *et al.* (2016) definem matematicamente

esta propriedade como o declive da reta na região elástica do gráfico tensão vs. extensão, de acordo com a Lei de Hooke (Equação 2).

$$E = \frac{\Delta\sigma'}{\Delta\varepsilon_{axial}} \qquad [2]$$

Em que E é o Módulo de Young, $\Delta\sigma'$ é a variação da tensão efetiva axial, ambos em Pa; e $\Delta\varepsilon_{axial}$ é a variação da extensão axial ou vertical.

Uma vez que a obtenção do Módulo de Young é de óbvio interesse para o cumprimento do objetivo da dissertação, é importante referir os diferentes métodos gráficos de alcançar esse parâmetro (Figura 2).

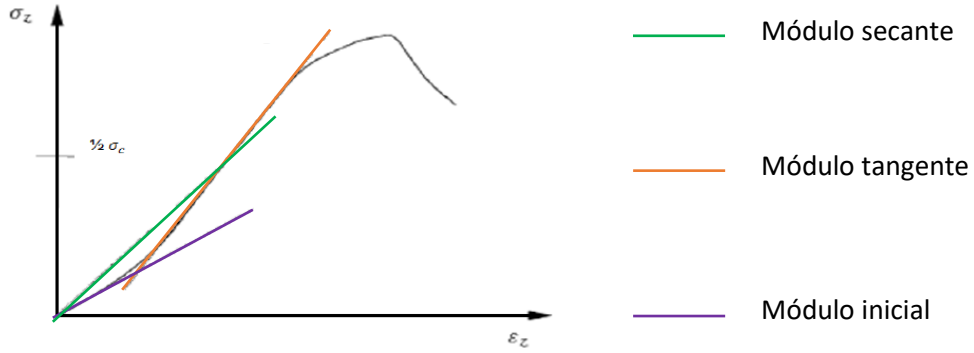


Figura 2- Diferentes métodos de cálculo do módulo de elasticidade através do gráfico de tensão vs. extensão. Adaptado de Fjaer et. al (2008).

O módulo da secante resulta do declive da reta entre quaisquer dois pontos no gráfico tensão vs. extensão. O módulo da tangente é obtido através do declive da reta entre um qualquer ponto e outro que represente uma dada percentagem da tensão de pico máxima. O módulo inicial de elasticidade é resultado do declive da reta na fase inicial do ensaio.

É bastante comum em estudos realizados sobre as propriedades mecânicas das rochas abordar o Módulo de Young e o coeficiente de Poisson, visto que são estes parâmetros os maiores responsáveis pelo comportamento mecânico dos maciços. Nesse sentido, Fjaer *et al*. (2008) na sua obra e Yu *et al*. (2016) nos seus trabalhos sobre diversas rochas abordam também o significado do coeficiente de Poisson.

O coeficiente de Poisson é um parâmetro que relaciona as extensões axiais e as horizontais ou radiais (Equação 3).

$$\upsilon = -\frac{\varepsilon_{radial}}{\varepsilon_{axial}} \qquad [3]$$

Em que υ é o coeficiente de Poisson, ε_{radial} é a extensão radial ou horizontal e ε_{axial} é a extensão axial ou vertical.

A extensão volumétrica é um parâmetro que se encontra associado à variação de volume da amostra.

Nos trabalhos de Holcomb & Olsson (2003), a extensão volumétrica nominal é determinada recorrendo às deformações radiais e axiais, segundo uma expressão matemática bastante utilizada por Guerreiro (2013), Palchik (2013), Brace *et al*. (1966) e Klein *et al*. (2001) (Equação 4).

$$\varepsilon_{vol} = \varepsilon_{axial} + 2\varepsilon_{radial} \qquad [4]$$

Em que ε_{vol} é a extensão volumétrica e os restantes parâmetros encontram-se definidos na Equação 3.

A Equação 4 não é correta para estados de deformação pós-rotura, apesar de ter a vantagem de ser bastante sensível a alterações no volume (na ordem dos 10^{-5}) (Brace *et al*, 1966).

A porosidade pode ser descrita como a quantidade de espaços vazios pertencentes à estrutura global da rocha, que é constituída assim por duas fases: vazios e matriz rochosa (Gatlin, 1960; Silva, 2004; Ahr, 2008) (Equação 5). A porosidade na Equação 5 é a porosidade absoluta, que representa o volume total de poros existentes na rocha, estejam eles interligados entre si ou não e sejam os vazios gerados por qualquer forma (grãos ou fissuras).

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \times 100\ (\%) \qquad [5]$$

Em que ϕ representa a porosidade absoluta em percentagem, V_v é o volume de vazios da rocha em m^3 e V_t é o volume total da mesma em m^3.

A variação da porosidade é de igual importância para o estudo levado a cabo, uma vez que se encontra associada à alteração do volume total das rochas. A Equação 6 é comummente utilizada para determinar a variação da porosidade (Fjaer *et al*., 2008).

$$\Delta\phi = \frac{\Delta\varepsilon_{vol}}{V_t} = \frac{\Delta\varepsilon_{axial} + 2\Delta\varepsilon_{radial}}{V_t} \qquad [6]$$

Em que $\Delta\phi$ é a variação da porosidade, em percentagem, $\Delta\varepsilon_{vol}$ é a variação da extensão volumétrica, $\Delta\varepsilon_{axial}$ é a variação da extensão axial ou vertical e $\Delta\varepsilon_{radial}$ é a extensão radial ou horizontal.

Os procedimentos da ISRM são amplamente utilizados para determinar a porosidade inicial e a variação de porosidade associada à aplicação de estados de tensão hidrostáticos e não hidrostáticos em provetes, como se evidencia no trabalho de Gomes (2011). A norma europeia EN 1936 (2006) é igualmente utilizada para esse propósito.

A permeabilidade é também uma propriedade de elevado interesse em Engenharia de Minas e de Petróleos, sendo a sua utilização bastante ampla nesta área. Na presente dissertação, a permeabilidade é obtida através de ensaios triaxiais drenados.

A permeabilidade é uma propriedade de fluxo das rochas que mede a capacidade que as mesmas apresentam de deixar que um fluido percorra os poros em si existentes.

Em termos matemáticos, esta propriedade pode ser quantificada utilizando a Lei de Darcy (Equação 7).

$$k = \frac{Q \times L \times \mu}{A \times \Delta P} \qquad [7]$$

Em que k é a permeabilidade intrínseca em m^2, Q é o caudal em m^3/s, L é o comprimento da trajetória de fluxo em metros, μ é a viscosidade do fluido em Pa.s, A é a secção transversal por atravessada pelo fluido, em m^2 e ΔP é a diferença de pressão entre as extremidades da trajetória L em Pa.

Em termos laboratoriais, a permeabilidade é medida de diversas formas. Main *et al*. (2000) e Heiland & Raab (2001) medem a permeabilidade recorrendo à monitorização da diferença entre os caudais de fluido nos extremos de provetes de arenito de alta porosidade em ensaios triaxiais drenados com fluxo constante. Os dois autores referidos consideram a permeabilidade inversamente proporcional à diferença de pressão a que sujeitam os seus provetes. Zoback & Byerlee (1975), Fischer & Paterson (1992) e Vajdova *et al*. (2004) utilizam o período entre aplicações de carga para medir a permeabilidade através do fluxo de água que sai do provete, uma vez que deste modo o armazenamento específico do material não interferia com as medições, enquanto Brace *et al*. (1968) e Zhu & Wong (1997) medem a permeabilidade determinando o declive do gráfico semilogarítmico que traduz a relação entre a diferença de pressão exercida e o tempo de ensaio.

Uma vez descritas as propriedades de maior preponderância para a concretização do objetivo de estudo desta dissertação, procede-se à descrição de trabalhos anteriores realizados em rochas no âmbito de entender a influência que o estado de tensão, os fatores geológicos e as propriedades poroelásticas exercem nas propriedades descritas ao longo deste subcapítulo.

2.3. Estudos anteriores sobre as propriedades das rochas

O comportamento que as rochas apresentam perante os mais variados estímulos externos, é um tema bastante abordado e de extrema importância em diversas áreas da Engenharia. Como tal, para servir de base ao estudo que se pretende realizar, apresentam-se neste subcapítulo os principais trabalhos, ensaios e resultados teóricos e experimentais elaborados com o propósito de estudar a influência que certos fatores exercem no comportamento de algumas propriedades das rochas.

Uma vez que no subcapítulo anterior se apresentam as principais propriedades que são o alvo de estudo da presente dissertação sob a ordem evidenciada, o presente subcapítulo trata cada um dos seus subcapítulos pela mesma ordem em que se apresentam os parâmetros no subcapítulo 2.2.

No subcapítulo 2.3.1. apresentam-se os trabalhos relacionados com a influência do estado de tensão nas propriedades poroelásticas e de fluxo. O subcapítulo 2.3.2. aborda os trabalhos relacionados com a influência da porosidade nas propriedades mecânicas e de fluxo das rochas. No subcapítulo 2.3.3. evidencia-se o papel da composição mineralógica, fatores de formação e estrutura da matriz no comportamento mecânico das rochas e das suas propriedades e, à semelhança do primeiro subcapítulo, o subcapítulo 2.3.4. pretende apresentar os estudos feitos sobre a influência do estado de tensão na extensão volumétrica.

2.3.1. Influência do estado de tensão nas propriedades poroelásticas e de fluxo

O trabalho de Fortin *et al*. (2005) propõe o estudo da evolução da porosidade, extensão volumétrica e velocidade das ondas acústicas em arenitos *Bleurswiller*. Concluem que a pressão de confinamento influencia o comportamento mecânico dos arenitos por si testados, não tecendo, porém, mais nenhum comentário acerca do modo como a mesma o faz. Os trabalhos de Guerreiro (2013), Narciso (2015) e Santos (2017), à semelhança do trabalho de Fortin *et al*. (2005), fazem uma abordagem sobre a influência do estado de tensão atuante nas propriedades mecânicas das rochas. No caso do último autor, cujo trabalho se foca no estudo das propriedades poroelásticas de calcários do Codaçal, realizam-se ensaios triaxiais hidrostáticos drenados a baixos estados de tensão e estudam-se as relações entre as propriedades mecânicas e o estado de tensão atuante. Observa-se a influência do estado de tensão na compressibilidade dos poros dos provetes e no Módulo de Young, que traduz a rigidez dos provetes. Santos (2017) afirma que quanto maior a pressão neutra exercida nos provetes, devido à injeção de água pressurizada, maior é a compressibilidade dos poros, que é traduzida por uma menor rigidez do provete. Como referido, a maioria dos estudos não se foca neste ramo de análise, pelo que a quase totalidade dos autores considera válida a Lei de Hooke (Equação 2) e a expressão

matemática para o coeficiente de Poisson (Equação 3), independentemente do tipo de ensaio triaxial realizado e do tipo de rocha que é ensaiado.

Da observação da Figura 3, verifica-se que a extensão volumétrica aumenta com o aumento da tensão axial.

Quando se deixa de aumentar a carga axial aplicada aos provetes, ocorrendo um período de relaxamento do mesmo, a extensão volumétrica tende a decrescer até apresentar valores próximos da extensão volumétrica inicial, o que significa que o volume inicial é reposto total ou quase totalmente.

O Módulo de Young segue uma tendência idêntica à da extensão volumétrica. No caso do coeficiente de Poisson, este aumenta ligeiramente numa primeira fase, até que ocorra o fecho das fissuras, sendo que, após o encerramento das fissuras existentes, se mantém relativamente constante com o aumento da tensão até que ocorra o início da fraturação, aumentando entre esse período e a rotura, após a qual decresce.

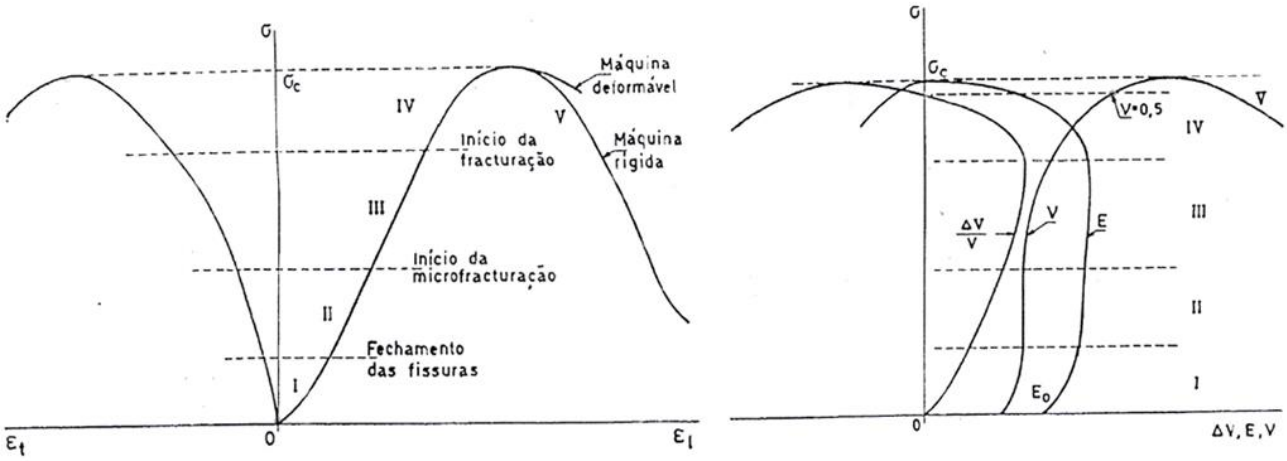


Figura 3 - Curvas típicas do ensaio de compressão uniaxial, incluindo a variação de E e do coeficiente de Poisson. Adaptada de Guerreiro (2013).

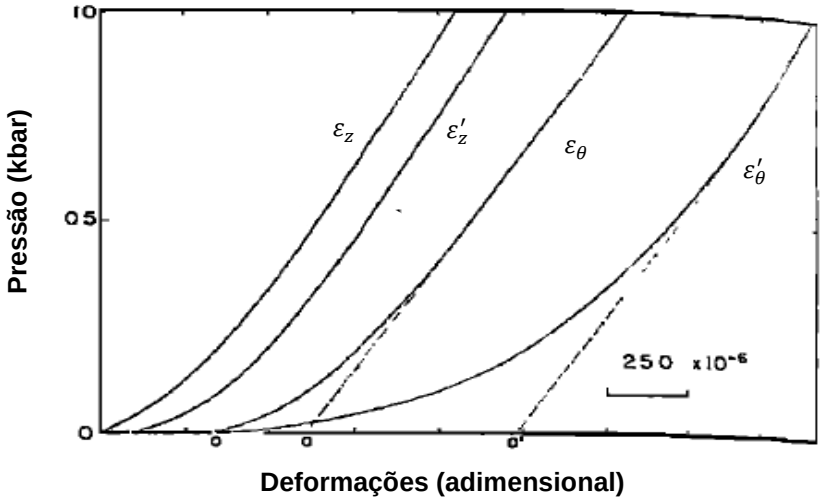
Nem sempre o estudo da extensão volumétrica se faz em conjunto com as propriedades mecânicas das rochas, tal como Guerreiro (2013) evidencia. Com o objetivo de estudar a influência da tensão aplicada na extensão volumétrica de granitos *Westerly*, Brace *et al*. (1966) realizam testes de compressão uniaxial a um ritmo de aplicação de carga de 1 MPa/s e com tensão máxima aplicada de 250 MPa, a pressão atmosférica. Os autores verificam que o aumento da tensão aplicada é acompanhado por uma diminuição do volume das amostras até este atingir um mínimo, sendo que após esse momento, o volume aumenta gradualmente devido à não aplicação de carga axial mantendo-se a extensão volumétrica com um valor positivo, indicativo que o volume ainda não tinha regressado ao volume inicial. À medida que a tensão aumenta, ocorre a variação da deformação radial, enquanto na direção axial se mantém inalterado. Quando a tensão axial chega a tal ponto que a rocha deixa de se comportar elasticamente, ocorre o aparecimento de fissuras na direção axial. Brace *et al*. (1966) concluem

que a alteração de volume ocorrida durante a deformação dos provetes de granito *Westerly* se encontra relacionada com a abertura de fissuras na direção axial, consequência do aumento da tensão nessa mesma direção.

Bridgman (1949) e Matsushima (1960) sugerem que a porosidade (em rochas de baixa porosidade) aumenta com a deformação dos provetes independentemente da pressão de confinamento. Brace *et al*. (1966) afirmam com base em estudos de Richart *et al*. (1929), Bridgman (1949), Matsushima (1960) e Handin *et al*. (1963) que a fracturação das rochas é acompanhada pelo aumento na porosidade. Uma conclusão idêntica é obtida por Brace (1964, 1965), válida para rochas dúcteis, desagregadas e compactas, a pressões atmosféricas ou de confinamento até 500 MPa.

Como se verifica pelos estudos de Bridgman (1949), Matsushima (1960) e Brace *et al*. (1966), existe uma grande tendência em agregar a variação da porosidade à variação da extensão volumétrica das rochas e ao modo de rotura das mesmas, o que é um claro indício de que a porosidade e a extensão volumétrica são dois parâmetros que apresentam uma correlação.

Nesse sentido, Brace *et al.* (1966) estudam a relação entre as tensões aplicadas e as deformações, em provetes sujeitos a estados de tensão hidrostáticos, de modo a perceber como é que a extensão volumétrica pode ser afetada pelo estado de tensão atuante. Os autores concluem que quanto menor for a tensão aplicada, mais acentuada é a curva de tensão-deformação. A parte curva dos gráficos tensão-deformação, associada a baixas pressões, na Figura 4 corresponde, segundo Brace *et al*. (1966) ao fecho das fissuras pré-existentes nas rochas, sendo que a zona de transição entre a parte curva e a parte linear corresponde ao fecho total das referidas fissuras e início da deformação elástica dos provetes. A obtenção do volume associado às ditas fissuras depende da interpretação das curvas de tensão-deformação em três direções perpendiculares (Figura 4), onde Brace *et al*. (1966) projetam a parte linear das curvas até ao eixo das abcissas e somam o valor obtido, obtendo o volume da rocha ocupado pelas fissuras.



- ε_z representa as deformações axiais em amostras de rocha imaculada
- ε'_z representa as deformações axiais em amostras de rocha sujeitas a 20% da tensão de rotura;
- ε_θ representa as deformações radiais em amostras de rocha imaculada
- ε'_θ representa as deformações radiais em amostras de rocha sujeitas a 20% da tensão de rotura;

Figura 4 - Determinação do volume de fissuras recorrendo à relação entre a pressão de confinamento e as deformações em granitos. Adaptado de Brace et al. (1966).

Ensaios realizados por Gomes (2011), em gabros da faixa Beringel-Beja, revelam que a relação entre a porosidade e a resistência à compressão uniaxial tende a ser linear, apesar de meramente indicativa, devido a erros associados a possíveis microfraturas existentes nos provetes ensaiados. Palchik & Hatzor (2002) recorrendo a estudos de Lumb (1983) em granitos, Al-Harty *et al*. (1999) em basaltos, Palchik (1999) em arenitos e Palchik & Hatzor (2000) em calcários, conclui que a resistência à compressão uniaxial é afetada pela porosidade e pelo Módulo de Young, ao invés da forma ou tamanho dos grãos. Segundo Palchik (2013), o Módulo de Young e a compressão uniaxial tendem a decrescer com o aumento da porosidade, ressalvando que não há uma dependência explícita entre os três parâmetros. A relação entre os parâmetros referidos é apresentada na Figura 5.

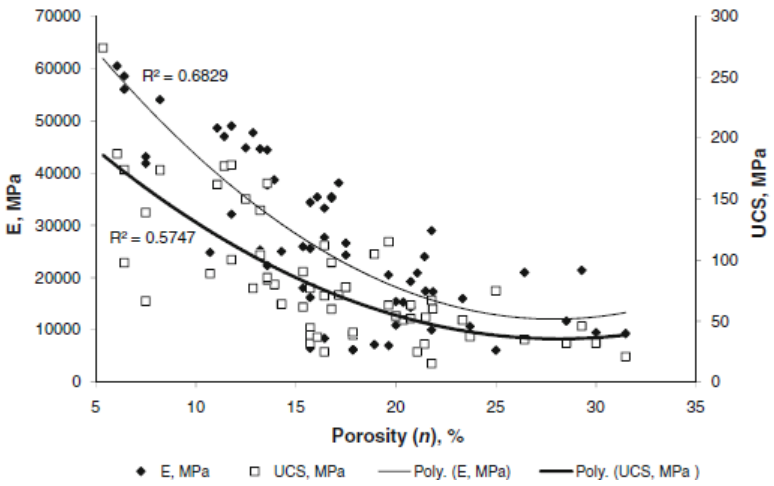


Figura 5 - Relação entre Módulo de Young, porosidade e resistência à compressão uniaxial. Retirado de Palchik (2013).

Relativamente à correlação entre o módulo de elasticidade, E, e a porosidade com o "*crack damage stress*", que Palchik (2013) define como a tensão vertical instalada no ensaio no começo da dilatância das amostras, o autor observa que os dois últimos parâmetros se encontram inversamente relacionados em dolomites e calcários. Ao relacionar os dois com o Módulo de Young, conclui que quando a porosidade diminui e E aumenta, o "*crack damage stress*" aumenta rapidamente, demonstrando essa relação através da Figura 6.

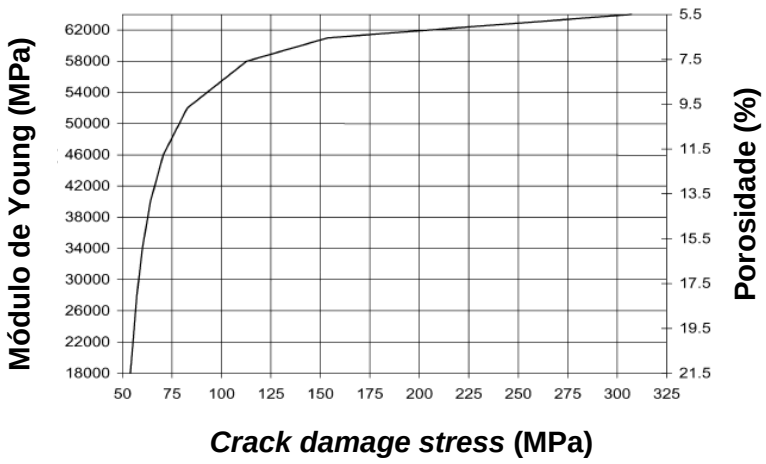


Figura 6 - Relação entre o Módulo de Young, "crack damage stress" e porosidade. Adaptado de Palchik & Hatzor (2002).

Através das Figuras 5 e 6 e relembrando as conclusões obtidas por Palchik (2013) em relação à variação da porosidade com a tensão axial, é possível verificar que a primeira depende da segunda, sendo que Fjaer *et al*. (2008) apontam que a compressibilidade dos poros pauta a relação entre a porosidade e a tensão axial. Nesse sentido, os trabalhos de Zimmerman *et al*. (1986), Zimmerman (1991, 2000), Santos (2017) e a obra de Fjaer *et al*. (2008) descrevem de modo evidente a influência que o estado de tensão exerce na compressibilidade dos poros.

Quanto menor a rigidez da rocha, mais facilmente é a mesma compactada, o que é indicativo de que a compressibilidade dos poros é maior em rochas de menor rigidez. Isto significa que quanto menor a rigidez de uma rocha, menor a pressão neutra a que esta se pode sujeitar. Santos (2017) refere a compressibilidade, em ensaios hidrostáticos, como a relação entre a compressibilidade da matriz sólida e dos poros (Equação 8).

$$C = \frac{1}{V_t} \times \frac{\Delta V_t}{\Delta \sigma_p} \qquad [8]$$

Em que C é a compressibilidade volumétrica, $\Delta\sigma_p$ é a variação da tensão hidrostática em MPa e ΔV_t é a variação do volume total da amostra em m^3.

A variação do volume de poros ou a compressibilidade dos poros é dada pela Equação 9.

$$\frac{1}{K_p} = \frac{1}{\phi}\left(\frac{1}{K_{fr}} - \frac{1}{K_s}\right) \qquad [9]$$

Em que $\mathrm{K_p}$ é o inverso da compressibilidade dos poros, ϕ é a porosidade, $\mathrm{K_{fr}}$ é o módulo volumétrico drenado e $\mathrm{K_s}$ é o módulo volumétrico seco, ambas em Pa.

No entanto, Zimmerman (1991) afirma que a Equação 9 não está totalmente correta, propondo a Equação 10 como sendo a que melhor transmite a variação que ocorre na porosidade face às alterações do estado de tensão.

$$\frac{\Delta\phi}{\phi} = \frac{\Delta V_p}{V_p} - \frac{\Delta V_t}{V_t} \qquad [10]$$

Em que $\Delta\phi$ é a variação da porosidade, ϕ é a porosidade, ΔV_p é a variação do volume dos poros, V_p é o volume dos poros, ΔV_t é a variação do volume total da amostra e V_t é o volume total da amostra, sendo que todas as componentes volumétricas se apresentam em m^2.

A variação da porosidade decorre da Lei da tensão efetiva para a expressão $\frac{\Delta V_p}{V_p}$, e é exposta por Fjaer *et al*. (2008) através da Equação 11.

$$\Delta\phi = -\left(\frac{1-\phi}{K_{fr}} - \frac{1}{K_s}\right)\left(\sigma_p - P_u\right) \qquad [11]$$

Em que todos os componentes são os descritos nas Equações 9 e 10 exceto σ_p, que é a tensão hidrostática e P_u, que é a pressão dos poros, ambas em MPa.

A Equação 11 explica o comportamento da porosidade do material rochoso face à pressão neutra e à pressão de confinamento. Quando a primeira aumenta e a segunda se mantém constante, os poros expandem. Ao aumentar a pressão neutra, o fluído existente nos mesmos suporta a tensão aplicada, o que significa que a estrutura da rocha suportará menor carga e por isso expande-se (Fjaer *et al*., 2008).

Finalmente, abordando a relação existente entre a compressibilidade dos poros e o estado de tensão, Lima *et al*. (2015) apontam que os carbonatos saturados por si testados sofrem uma diminuição da compressibilidade dos poros associada à atuação da pressão de confinamento, ressalvando, no entanto, que nem todos os provetes apresentam resultados que confirmem em absoluto a sua conclusão.

O estudo da variação da porosidade com o estado de tensão é um tema recorrente, ao contrário do estudo focado apenas na influência do estado de tensão nos parâmetros mecânicos das rochas, levando autores como Walsh (1981), Zhu & Wong (1997), Al-Harty *et al*. (1999) e Holt *et al*. (2003) a estudar a variação da porosidade com o estado de tensão em diferentes condições de ensaio sob diferentes tipos de amostras, tais como granitos *Barre*, diversos tipos de arenitos, arenitos *Bees* e *Springwell* e arenitos naturais e sintéticos, formados com areias e uma solução de silicato de sódio.

Al-Harty *et al*. (1999) levaram a cabo ensaios hidrostáticos e ensaios triaxiais verdadeiros (com três tensões diferentes aplicadas ao provete) em arenitos *Bees* e *Springwell*. Os resultados obtidos mostram uma maior variação da porosidade em condições hidrostáticas. Também Zhu &

Wong (1997) realizaram ensaios hidrostáticos e não hidrostáticos com o propósito de medir a variação da porosidade com o estado de tensão, obtendo conclusões idênticas às de Al-Harty *et al*. (1999) em ensaios hidrostáticos e concluem que a porosidade diminui em ensaios não hidrostáticos no regime cataclástico (caracterizado pela distribuição homogénea de micro-fracturas sem que ocorra o desenvolvimento de bandas de compactação associadas à tensão de corte) quando a tensão de desvio ultrapassa um determinado valor.

Zhu & Wong (1997) verificaram que rochas de alta e baixa porosidade apresentam comportamentos evolutivos diferentes com o aumento da tensão vertical. Em rochas de alta porosidade, o aumento da tensão vertical provoca uma diminuição da porosidade associada à compactação dos poros, enquanto ocorre deformação inelástica (deformação permanente dos provetes). Em rochas de baixa porosidade esse aumento de tensão e respetiva deformação inelástica geram um aumento da porosidade. Por fim, Walsh (1981) realiza o mesmo tipo de ensaios e obtém conclusões idênticas às de Al-Harty *et al*. (1999).

No entanto, os resultados dos trabalhos de Walsh (1981), Zhu & Wong (1997) e Al-Harty *et al*. (1999) contrariam os obtidos por Holt *et al*. (2003), que verificaram que a redução da porosidade é independente da trajetória de tensões adotada.

À semelhança do que ocorre para os parâmetros mecânicos das rochas, também a porosidade é afetada pela pressão de confinamento.

Jia-Jyun *et al*. (2010) procuram estabelecer uma relação entre a porosidade e a pressão de confinamento, concluindo que a mesma pode ser traduzida por uma equação de potências (Equação 12).

$$\phi = \phi_0 \left(\frac{P_c}{P_0}\right)^{-q} \qquad [12]$$

Em que ϕ é a porosidade para a pressão de confinamento P_c em MPa, ϕ_0 é a porosidade à pressão atmosférica, ambas em percentagem, P_0 é a pressão atmosférica, em 0,1 MPa e q é uma constante do material em questão.

Jia-Jyun *et al*. (2010) concluem ainda que os dois materiais testados apresentam uma resposta idêntica à pressão de confinamento efetiva e, por isso, apresentam semelhante sensibilidade à tensão aplicada. Por outro lado, referem que a redução da porosidade é na ordem dos 10-20% nos materiais identificados na Figura 7.

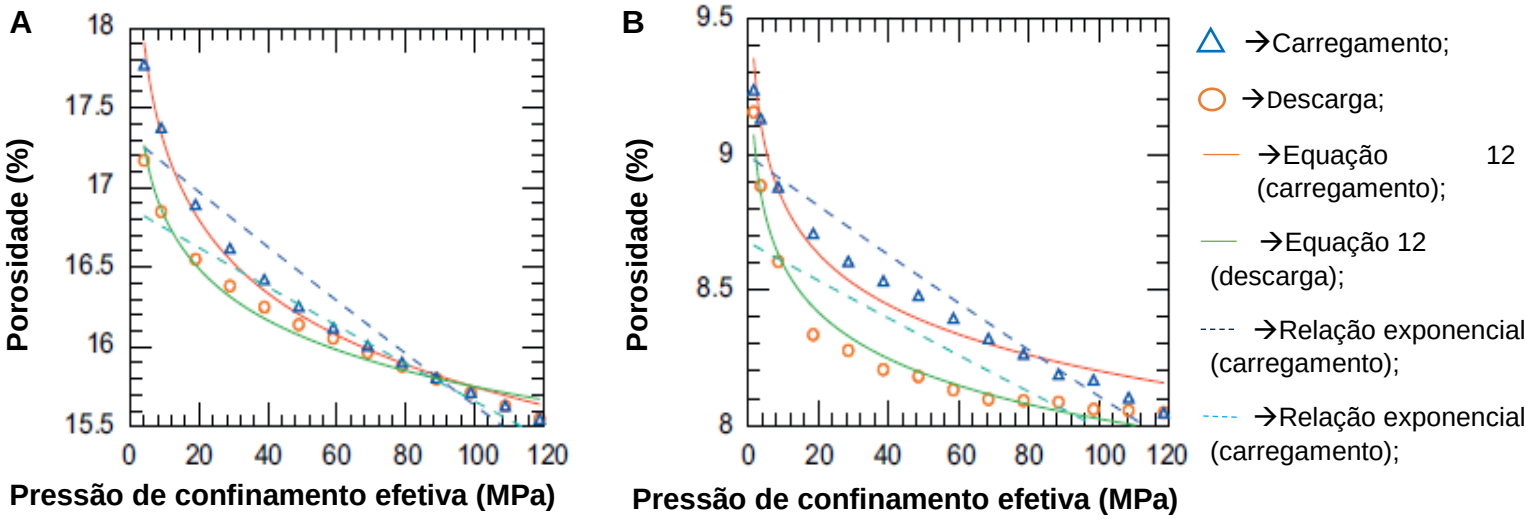


Figura 7 - Porosidade em função da pressão de confinamento efetiva para: A- arenitos e B- xistos-siltosos. Adaptado de Jia-Jyun et al. (2010).

Em relação à variação da permeabilidade com a pressão de confinamento, Holt (1990) e Patching (1965) concluem que a primeira diminui quanto maior for a segunda em arenitos *Red Wildmoor* e em carvão, respetivamente, contrariando Morita *et al*. (1984).

Holt (1990) realiza três tipos de ensaios nos arenitos referidos, de modo a perceber como a permeabilidade é influenciada por dois estados de tensão diferentes (hidrostático e não hidrostático), sendo que num primeiro ensaio, correspondente à Figura 8, Holt (1990) ensaia os provetes exercendo um estado de tensão hidrostático, a Figura 9 corresponde ao ensaio triaxial de compressão em estados de tensão não hidrostáticos e, por fim, a Figura 10 corresponde ao ensaio triaxial de compressão em estados de tensão não hidrostáticos em que se leva as amostras à rotura.

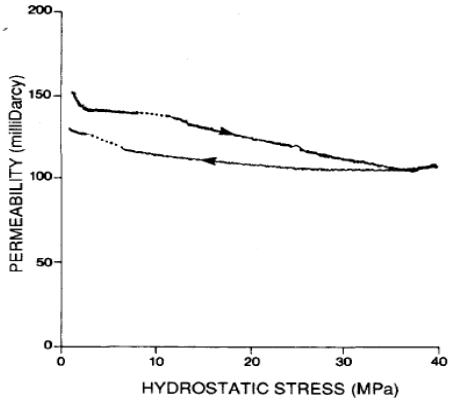


Figura 8 - Comportamento da permeabilidade em ensaios hidrostáticos. Retirado de Holt (1990).

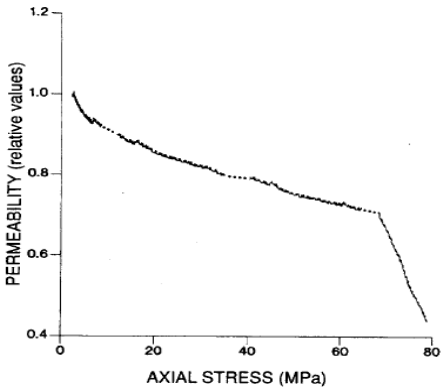


Figura 9 - Comportamento da permeabilidade em ensaios de tensão anisotrópica. Retirado de Holt (1990).

Em relação à Figura 8, Holt (1990) afirma que a permeabilidade decresce com o aumento da tensão exercida nos provetes, cujo pico é nos 40 MPa. Após atingir esse pico de tensão, Holt (1990) deixa de aplicar carga axial nos provetes, resultando numa fase de relaxamento que o autor afirma potenciar o aumento da permeabilidade, verificando-se um fenómeno conhecido por histerese (tendência que um sistema apresenta em conservar as suas propriedades mecânicas na ausência de um estímulo que desencadeou uma alteração nas mesmas), que devido ao objetivo da presente dissertação não será abordada. Quando Holt (1990) aplica estados de tensão não hidrostáticos em arenitos *Red Wildmoor* para estudar a evolução da permeabilidade, o resultado presente na Figura 9 indica numa primeira fase que a permeabilidade decresce com o aumento da tensão aplicada, como nos ensaios hidrostáticos. No entanto, continuando a aumentar a tensão aplicada, a permeabilidade decresce rapidamente entre os 60 e os 80 MPa de tensão axial, que Holt (1990) conclui ser devido à tensão de corte dos provetes atingir tal valor que o material se deixa de comportar elasticamente, passando a apresentar um comportamento consistente com a deformação plástica (deformação irreversível do material). O ponto em que isso ocorre, visível na Figura 9, denomina-se limite de escoamento ou tensão de limite elástico, que corresponde à máxima tensão que um material suporta sem que a curva tensão-deformação saia do regime elástico. O parâmetro descrito não será abordado na presente dissertação uma vez que todos os ensaios realizados se situam na região elástica.

Nos ensaios representados na Figura 10, os provetes foram sujeitos a um estado de tensão hidrostático com pressões de confinamento entre 5 e 40 MPa, sendo que na figura anterior se encontram representados os ensaios em que a pressão de confinamento aplicada é de 5, 10 e 30 MPa. Após atingir o estado hidrostático, Holt (1990) continua a aumentar a tensão axial exercida até que os provetes alcancem deformações permanentes e que ocorra rotura por cisalhamento (devido à ultrapassagem do limite de tensão de corte dos arenitos *Red Wildmoor*). Holt (1990) conclui que o comportamento da permeabilidade com o aumento da extensão axial é idêntico aos ensaios triaxiais de compressão abordados na Figura 9, sendo que após ocorrer a rotura, Holt (1990) conclui que a permeabilidade continua com uma tendência de decréscimo

idêntica à apresentada após o limite de escoamento na Figura 9. Atendendo às diferentes pressões de confinamento aplicadas na sua última série de ensaios, Holt (1990) conclui que o decréscimo de permeabilidade em arenitos *Red Wildmoor* é maior quanto maior for a pressão de confinamento exercida nos provetes.

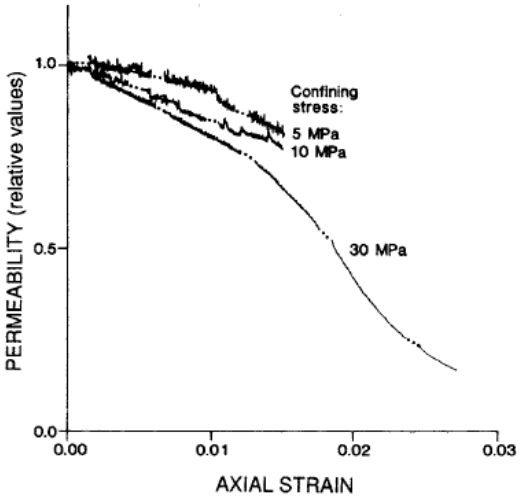


Figura 10 - Relação entre a permeabilidade e a extensão axial, quando aplicadas três pressões de confinamento diferentes entre si, em arenitos Red Wildmoor. Retirado de Holt (1990).

Para além do tipo de ensaio realizado afetar a permeabilidade das rochas, Nelson (1981), Holt (1989) e Rhett & Teufel (1992) concluem que a mesma é também influenciada pela trajetória de tensões adotada, sendo que os últimos autores concluem que o aumento da permeabilidade é maior em trajetórias de tensões menores. De modo a entender como a permeabilidade pode ser afetada pela trajetória de tensões, Bruno *et al*. (1991) e Morita *et al.* (1992) elaboraram ensaios triaxiais em estados de tensão não hidrostáticos em arenitos. As conclusões obtidas apontam para que seja a tensão radial aplicada aquela que mais influência tem na alteração da permeabilidade, em todos os arenitos testados. Esta característica é comprovada pela Figura 11, relativa aos ensaios de Bruno *et al*. (1991).

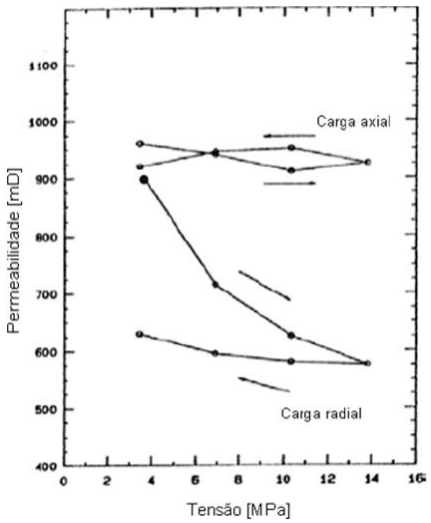


Figura 11 - Influência da direção de aplicação de carga na permeabilidade do arenito Castlegate, em ensaios triaxiais realizados por Bruno et al. (1991). Retirado de Guerreiro (2013).

Segundo Guerreiro (2013), os arenitos fracamente cimentados ensaiados por Bruno *et al*. (1991) apresentam uma maior diminuição na permeabilidade para tensões aplicadas perpendicularmente à direção do fluxo (paralela ao comprimento dos provetes. Pela Figura 11 esta característica é comprovada, visto que a maior redução da permeabilidade ocorre para a zona inferior da figura referida, verificando-se até comportamentos idênticos àqueles verificados por Holt (1990) para ensaios hidrostáticos. Por outro lado, observando a Figura 11 e atendendo à descrição dos ensaios de Bruno *et al*. (1991) por parte de Guerreiro (2013), a carga axial instalada não altera significativamente a permeabilidade dos arenitos *Castlegate*, o que significa que, nos ensaios de Bruno *et al*. (1991), a tensão radial (que se pode entender como pressão de confinamento) é a que mais influencia a permeabilidade, ao invés da tensão axial.

No seguimento dos ensaios realizados por Bruno *et* al. (1991), Ghabezloo *et al*. (2008) demonstram que uma função polinomial é a que melhor traduz a redução da permeabilidade com o aumento da tensão de confinamento, sendo que Lima *et al*. (2015) e Santos (2017) obtém resultados idênticos no mesmo tipo de material. Os ensaios triaxiais hidrostáticos drenados realizados a baixas pressões de confinamento e de pressão neutra, por Ghabezloo *et al*. (2008), permitiram que os autores concluíssem que a permeabilidade decresce com o aumento da pressão de confinamento para a mesma pressão neutra, como se observa na Figura 12. A Figura 13, à semelhança da anterior, representa a variação da permeabilidade com a pressão de confinamento, esta obtida nos ensaios realizados por Santos (2017). É notório que as Figuras 12 e 13 apresentam padrões idênticos de evolução da permeabilidade com a pressão de confinamento, comprovando que a mesma deve sempre seguir essa tendência em ensaios hidrostáticos a baixas pressões neutras e de confinamento em calcários saturados.

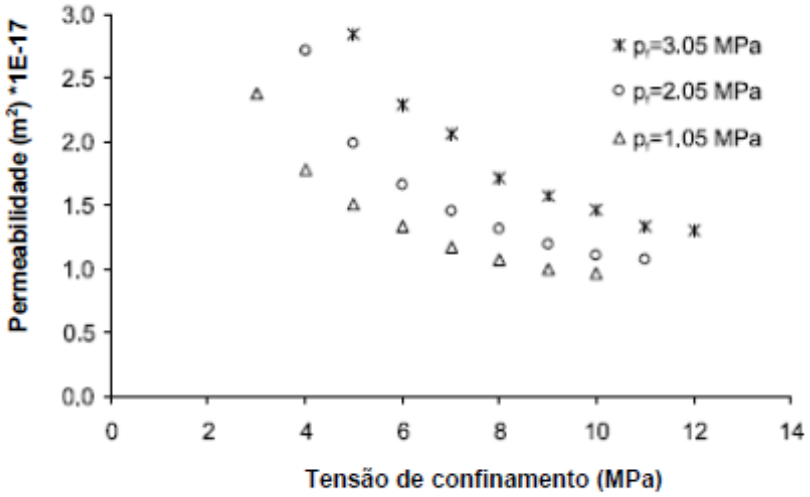


Figura 12 - Redução da permeabilidade com o aumento da pressão de confinamento para três pressões neutras diferentes: 1,05; 2,05 e 3,05 MPa. Retirado de Santos (2017).

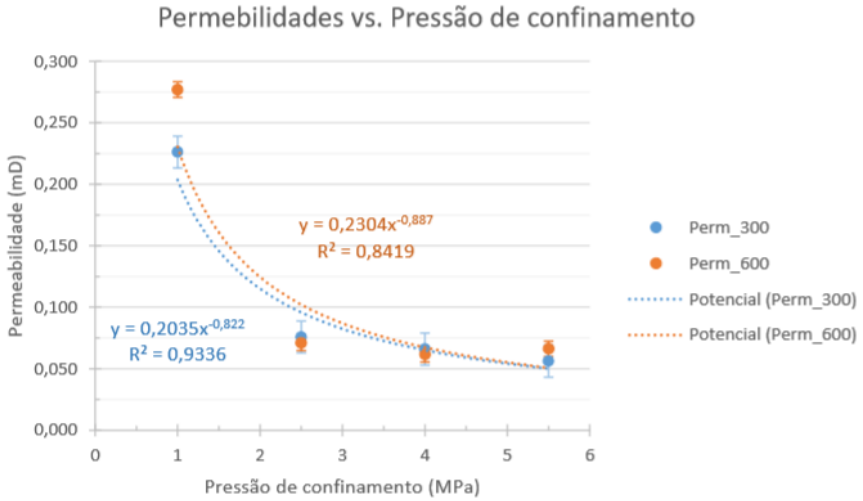


Figura 13 - Relação entre a permeabilidade e a pressão de confinamento a baixas pressões neutras e estados de tensão baixos em calcários do Codaçal. Retirado de Santos (2017).

Santos (2017) conclui que a permeabilidade decresce com o aumento da pressão de confinamento, para a mesma pressão de injeção de água. Para além disso, o autor afirma que este decréscimo da permeabilidade com o estado de tensão aplicado pode ser resultado da redução do diâmetro dos poros, o que vai também de encontro à conclusão obtida por Ghabezloo *et al*. (2008).

A relação entre a permeabilidade e a pressão de confinamento é também abordada por Brace *et al*. (1968), que descreve o fenómeno em granitos *Westerly*. A relação obtida é a apresentada na Figura 14, onde se comparam os resultados obtidos com os resultados de Ohle (1951) em calcários. Brace *et al*. (1968) concluem que a permeabilidade decresce com o aumento da pressão de confinamento efetiva.

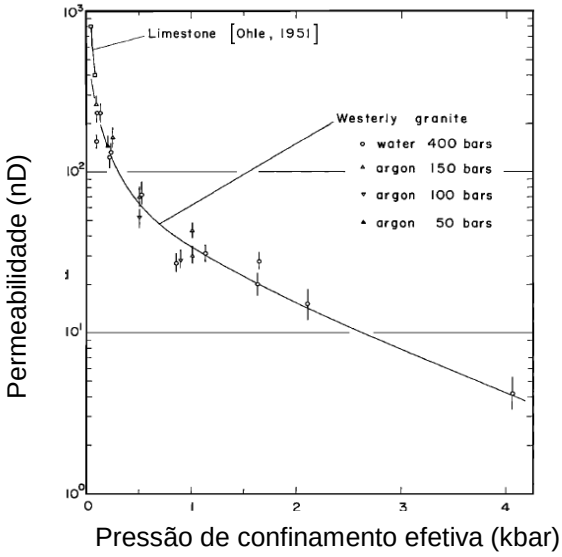


Figura 14 - Relação entre a permeabilidade e a pressão de confinamento efetiva em granitos (Brace et al., 1968) e em calcários (Ohle, 1951). Adaptado de Brace et al. (1968).

Por outro lado, Santos (2017) não se limita a estudar a influência que a pressão de confinamento exerce na evolução da permeabilidade, procurando também estabelecer uma relação entre a tensão efetiva, cujos resultados se encontram representados na Figura 15. Em relação aos resultados obtidos, o autor afirma que a tensão efetiva, responsável também pela diminuição da porosidade sob a forma da redução do diâmetro dos poros, vai dificultando progressivamente a passagem de fluido pelos canais existentes nos provetes, pelo que Santos (2017) conclui que o aumento da tensão efetiva apresenta uma relação de causa-efeito no decréscimo da permeabilidade dos calcários do Codaçal por si ensaiados, referindo mesmo que a permeabilidade e a tensão efetiva apresentam uma correlação de 91,51%, como se verifica pela Figura 15.

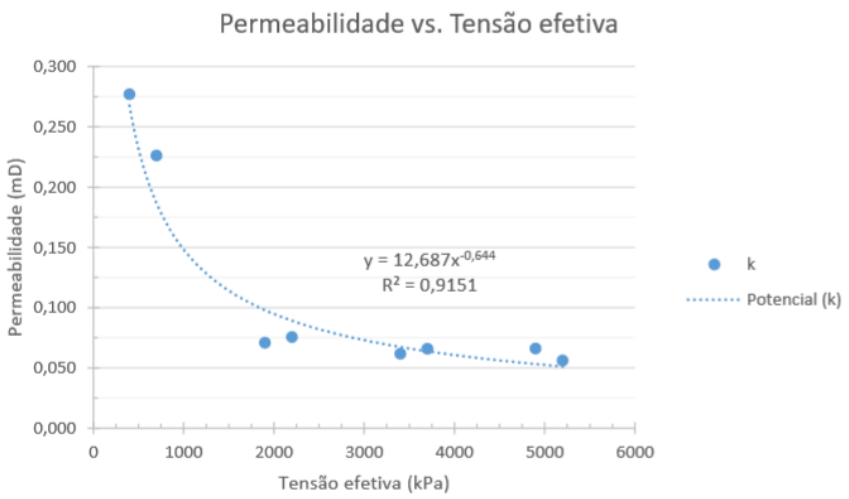


Figura 15 - Relação entre a permeabilidade e a tensão efetiva em calcários do Codaçal sujeitos a baixos estados de tensão e a pressões neutras reduzidas. Retirado de Santos (2017).

Não só Ghabezloo *et al*. (2008) e Santos (2017) procuraram uma relação matemática entre a permeabilidade e o estado de tensão atuante. Jia-Jyun *et al*. (2010), com base nos trabalhos de David *et al*. (1994) e Evans *et al*. (1997), demonstram que uma lei exponencial é a que melhor traduz a dependência da permeabilidade, em função da pressão de confinamento e da tensão efetiva, representada pela Equação 13.

$$k = k_0 e^{[-\gamma(P_c - P_0)]} \qquad [13]$$

Em que k é a permeabilidade em m^2, k_0 é a permeabilidade à pressão atmosférica, em m^2, γ é uma constante do material em questão, P_c é a pressão de confinamento e P_0 é a pressão atmosférica, ambas em MPa.

Noutra perspetiva, Shi & Wang (1986), baseados em medições de Morrow *et al*. (1984), descrevem que a expressão que melhor traduz a relação entre a permeabilidade e o estado de tensão é a apresentada pela Equação 14.

$$k = k_0 \left(\frac{P_c}{P_0}\right)^{-p} \qquad [14]$$

Em que todos os parâmetros são idênticos aos da Equação 12 exceto a constante p, que se trata de um parâmetro de regressão linear, embora diferente da homóloga na equação anterior.

De modo a captar todos os estudos aqui abordados acerca da influência do estado de tensão sobre a permeabilidade, resta referir o trabalho realizado por Ferfera *et al*. (1997). A Figura 16 representa a evolução da permeabilidade com a extensão volumétrica e com o estado de tensão, dividindo a mesma em três fases.

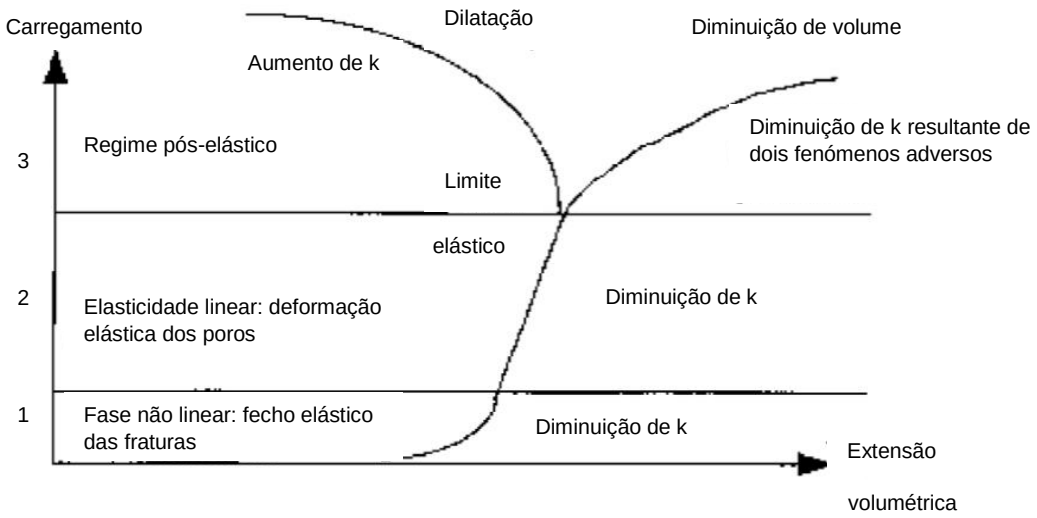


Figura 16 - Evolução da permeabilidade com o carregamento. Adaptado de Ferfera et al. (1997).

As duas primeiras fases na Figura 16 inserem-se no domínio elástico, sendo que a sua tendência é idêntica à verificada para a extensão volumétrica na durante as fases I a III da Figura 3, enquanto a terceira se encontra no domínio plástico. Na primeira fase o aumento da tensão aplicada nas amostras gera o fecho das fraturas pré-existentes nas mesmas, fazendo decrescer a permeabilidade. A segunda fase é caracterizada por uma diminuição da permeabilidade menos acentuada com o aumento da tensão, muito devido à deformação elástica dos poros (Ferfera *et al*., 1997). A terceira fase corresponde a um regime de deformações inelásticas em que a permeabilidade evolui de modo diferente devido a mecanismos geológicos que competem entre si. Uma vez que o presente trabalho se centra apenas na deformação elástica das amostras, o terceiro mecanismo não será abordado, apesar dos mecanismos referidos o serem no subcapítulo 2.3.2. A Figura 16, segundo Ferfera *et al*. (1997), traduz de um modo geral a relação entre a evolução da permeabilidade e o estado de tensão atuante.

A evolução da permeabilidade com a alteração do estado de tensão atuante é bastante debatida por diversos autores, onde se incluem, segundo Hu *et al*. (2017), Zhu *&* Wong (1997), Oda *et al*. (2002), Holcomb *&* Olsson (2003) e Shao *et al*. (2005). De acordo com os autores

referidos, os estudos incidem nas fases de pré e pós rotura e não tanto sobre a possível evolução da permeabilidade devido a mecanismos de compactação dos poros, que compete com a propagação de microfraturas no que toca ao possível rumo que a permeabilidade pode tomar numa rocha, ambos influenciados pelo estado de tensão. Trabalhos nesse sentido foram elaborados por Jiang *et al*. (2010) e por Hu *et al*. (2010), que provaram que os dois mecanismos competem efetivamente e que o primeiro promove a redução da permeabilidade, enquanto o segundo promove o aumento da mesma.

Brace (1978) questiona como é a permeabilidade afetada pelo estado de tensão, questão essa que é partilhada por Zhu *&* Wong (1997), que afirmam que a resposta é complexa e apresenta resultados contraditórios. Por um lado, Mordecai *&* Morris (1971) concluem que a permeabilidade pós-rotura em arenitos *Darley Dale* aumenta na ordem dos 20%. Por outro, Gatto (1984) conclui que a permeabilidade decresce continuamente com o aumento da tensão aplicada em arenitos *Berea*.

Existe também contradição no que toca à resposta da permeabilidade face a diversos tipos de estados de tensão, nomeadamente os hidrostáticos e não hidrostáticos. Somerton *et al*. (1975) afirmam que a permeabilidade do carvão depende, essencialmente, da tensão efetiva e que a aplicação de estados de tensão não hidrostáticos tem um efeito negligenciável na mesma, assumindo que a direção de carregamento utilizada não influencia o comportamento da permeabilidade. Pelo contrário, Morita *et al*. (1984) verificaram que a permeabilidade depende da tensão não hidrostática e que a maior variação ocorre a baixas pressões de confinamento, mostrando, assim como Kilmer *et al*. (1987) e Yale (1984), que a permeabilidade depende da pressão de confinamento aplicada em ensaios triaxiais, os primeiros em rochas de baixa porosidade e o último em rochas de alta porosidade. Por fim, Holt (1990) conclui que a permeabilidade depende de ambos os estados de tensão, confirmando as conclusões obtidas nos trabalhos de Somerton *et al*. (1975) e Morita *et al*. (1984), apesar de afirmar que a tensão não hidrostática é a que mais influencia a permeabilidade, alterando-a de modo mais repentino.

O modo como a pressão neutra pode afetar a porosidade e a permeabilidade é abordada por Santos (2017), que conclui que para a menor pressão de confinamento aplicada (1MPa), o incremento da pressão neutra é suficiente para impedir a variação brusca do volume dos poros, sendo que o referido incremento aumenta a permeabilidade dos provetes em cerca de 23%. À medida que a pressão de confinamento aumenta, a deformação que ocorre nos provetes é controlada pela compressibilidade dos poros, levando a uma diminuição da permeabilidade. Na última fase do ensaio triaxial, correspondente a uma pressão de confinamento de 5,5MPa, a permeabilidade diminui com a redução da porosidade das amostras.

Fortin *et al*. (2005) estudam a relação entre a permeabilidade, a velocidade das ondas acústicas e a extensão volumétrica de arenitos *Bleurswiller* com 25% de porosidade, em ensaios triaxiais drenados com pressões de confinamento de 12, 30, 70, 90 e 110 MPa e pressão neutra de 10MPa (Figuras 17, 18 e 19).

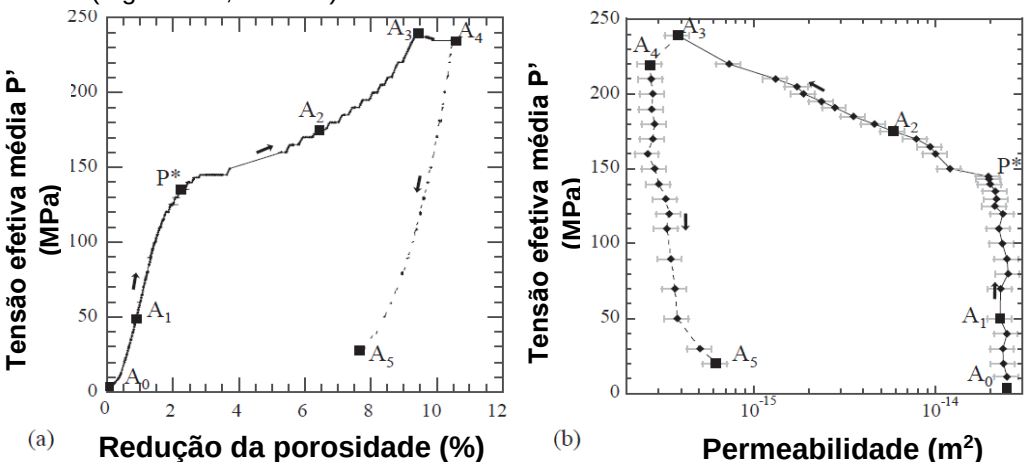


Figura 17 - Ensaios triaxiais hidrostáticos mostrando a relação entre tensão efetiva média e: (a) redução da porosidade e (b) permeabilidade. Adaptado de Fortin et al. (2005).

A curva inicial não linear (A_0-> A_1) corresponde ao fecho de microfraturas, mantendo-se a permeabilidade constante.

A região A1-> P^* corresponde ao domínio linear elástico, como é possível observar pela relação entre a redução da porosidade e a tensão efetiva média, Figura 17 (a). A permeabilidade permanece constante ao longo desta fase do ensaio. O ponto P* representa o ponto de tensão efetiva crítica, onde ocorre o esmagamento dos grãos e consequente colapso dos poros. Para as amostras estudadas, este ponto ocorreu aos 135 MPa. É neste ponto que ocorre uma diminuição mais pronunciada na permeabilidade. Após o ponto P^*, o regime em vigor é o cataclástico, sendo que Zhu & Wong (1997) concluem, como Fortin *et al*. (2005), que as evoluções da porosidade e da permeabilidade nesse regime se encontram correlacionadas. O fluxo cataclástico ocorre mais comummente em provetes que rompem por cisalhamento (provetes sujeitos a elevadas tensões) (Fortin *et al*., 2005).

O ponto A_3 representa o final da compactação e o início da fase de relaxamento. Nesta fase (A_3-> A_4) a porosidade decresce, enquanto a permeabilidade se mantém relativamente constante. Este comportamento é característico do reforço viscoelástico onde se verifica um aumento no valor quantitativo das propriedades elásticas e o material começa a comportar-se como um objeto elástico e viscoso, no sentido em que o material regressa à sua forma após ser deformado e apresenta maior resistência à tensão de corte, respetivamente, sendo descrito em outros materiais e trabalhos, como em calcários e mármores (Schubnel *et al*., 2005). Após o ponto A_4, ocorre a descarga (zona A_4-> A_5), as fraturas reabrem-se e a permeabilidade aumenta.

Após a realização dos ensaios hidrostáticos, Fortin *et al*. (2005) realizam ensaios triaxiais convencionais, deformando os provetes a pressões de confinamento de 12 e de 30 MPa em condições de regime frágil, onde ocorre a dilatância. Os resultados obtidos são exemplificados na Figura 18, sendo que esta traduz a relação entre a tensão efetiva média, a redução de porosidade e a evolução da permeabilidade.

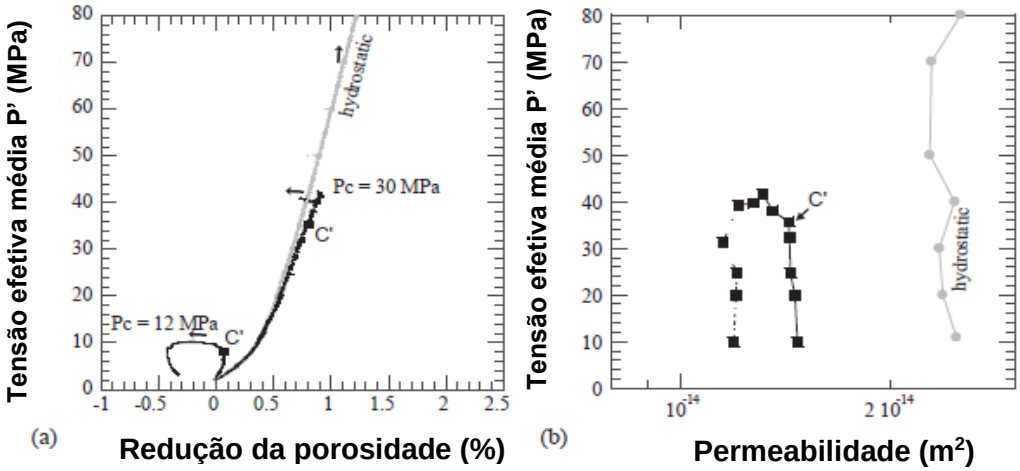


Figura 18 - Ensaios triaxiais não hidrostáticos com pressão de confinamento de 12 e 30 MPa mostrando a relação entre tensão efetiva média e: (a) redução da porosidade e (b) permeabilidade. Adaptado de Fortin et al. (2005).

À semelhança do ensaio hidrostático, os autores dividem o comportamento mecânico dos provetes em três domínios.

Em relação ao primeiro domínio, nas amostras deformadas a 30 MPa de pressão de confinamento, o troço do gráfico tensão efetiva média *versus* redução da porosidade é não linear até aos 20 MPa, enquanto para a amostra deformada com 12 MPa de pressão de confinamento esse troço é não linear até 5 MPa.

Para a amostra deformada a 12 MPa de pressão de confinamento, o ponto C' (ponto onde se inicia a dilatação) ocorre a 6 MPa e a rocha começa então a dilatar. Para a amostra deformada a 30 MPa de pressão de confinamento, o mesmo ponto ocorre aos 36 MPa. Verifica-se que a dilatância não leva a uma alteração significativa na permeabilidade das amostras, o que se encontra de acordo com a variação observada na porosidade.

Na terceira série, Fortin *et* al. (2005) realizam ensaios triaxiais de compressão, aplicando pressões de confinamento de 50 a 110 MPa (Figura 19).

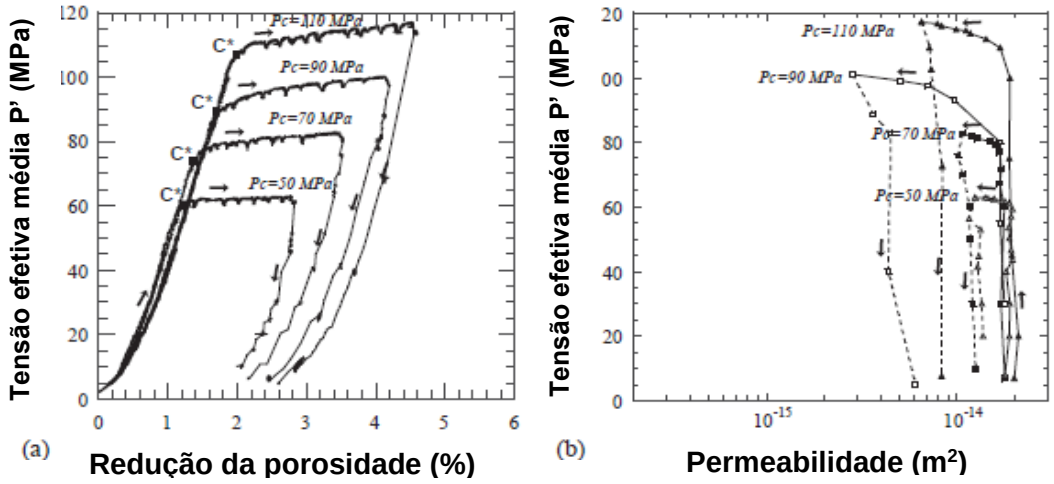


Figura 19 - Ensaios triaxiais realizados em regime dúctil ou semi-frágil de compactação com pressões de confinamento de 50, 70, 90 e 110 MPa, relacionando a tensão efetiva média e: (a) Redução da porosidade e (b) permeabilidade. Adaptado de Fortin et al. (2005).

Fortin *et al*. (2005) afirmam que as variáveis em causa na Figura 19 apresentam uma correlação de elevado grau entre si. Para além disso, é nesta fase que se começam a formar as bandas de compactação identificadas por Holcomb & Olsson (2000).

Até a tensão alcançar os 50 MPa, ocorrem tanto a redução da porosidade como da permeabilidade, embora a segunda em muito menor grau.

O segundo domínio é característico de um regime intrínseco: a evolução da porosidade encontra-se no domínio elástico e a permeabilidade reduz linearmente com o aumento da tensão efetiva (Fortin *et al*., 2005). Perto do ponto C* (identificado por Wong *et al*. (1997) como o ponto onde se inicia a compactação) a porosidade e a permeabilidade começam a reduzir drasticamente.

A principal diferença entre a segunda e a terceira série de ensaios, segundo Guerreiro (2013), são as evoluções da porosidade e da permeabilidade, sendo que na segunda série de ensaios estes parâmetros apresentam uma redução muito menos significativa que na terceira série de ensaios.

Fortin *et al*. (2005) concluem igualmente que, durante a fase de fluxo cataclástico, a redução da permeabilidade encontra-se relacionada com a deformação verificada na amostra, confirmando assim as conclusões obtidas por Vajdova *et al*. (2004) e por Holcomb & Olsson (2003).

Também Lima *et al*. (2015) realizam ensaios triaxiais com o propósito de verificar qual a influência que o estado de tensão exerce na porosidade e nas propriedades de fluxo em carbonatos saturados pertencentes a diferentes litologias e regiões. Os autores verificam que as amostras provenientes da Bacia de Michigan sofrem um decréscimo da porosidade para pressões de confinamento de 3,45 a 10MPa, sendo que após essa pressão ocorre um rearranjo

da estrutura da rocha, que é acompanhada por uma diminuição da permeabilidade sem que ocorram variações na porosidade. Após os 24MPa de pressão de confinamento, ocorre uma redução de porosidade que Lima *et al*. (2015) concluem ser um possível colapso de uma segunda população de poros não compactada inicialmente. Em relação às amostras obtidas na Plataforma do Texas, Lima *et al*. (2015) verificam que a porosidade diminui acentuadamente quando se atingem pressões de confinamento de 31MPa, que corresponde ao colapso dos poros de grande dimensão. O decréscimo de porosidade é acompanhado por uma diminuição da permeabilidade, o que significa que, ao contrário do que ocorre para as amostras da Bacia de Michigan, o rearranjo da matriz rochosa após o colapso dos poros não afetou a obstrução progressiva dos canais de poros, tal como refere Santos (2017).

O estudo elaborado por Fortin *et al*. (2005) fornece uma perspetiva de como pode o estado de tensão influenciar a porosidade e a permeabilidade em conjunto o que, apesar de não ser inédito (Zhu & Wong (1997), Guerreiro (2013) e Santos (2017) também realizaram trabalhos nessa área) é sem dúvida dos mais completos na medida em que os autores o fazem recorrendo a três estados de tensão diferentes, associados a dois tipos de ensaios triaxiais (hidrostático e de compressão) e sob diferentes regimes, de que são exemplo o regime frágil no segundo conjunto de ensaios e o regime intrínseco no terceiro. No entanto, é de igual importância perceber como o estado de tensão influencia apenas a permeabilidade, embora seja quase impossível dissociar a variação da permeabilidade da variação da porosidade, sendo que autores como Somerton *et al*. (1975), Brace (1978) e Holt (1990) são exemplos de trabalhos realizados nesse sentido.

2.3.2. Influência da porosidade nas propriedades mecânicas e de fluxo

Considerando que o objetivo da presente dissertação é o estudo da correlação existente entre a porosidade e as propriedades de fluxo com a extensão volumétrica, é importante perceber em que medida a variação da porosidade pode afetar as propriedades mecânicas e de fluxo das rochas. Nesse sentido, o presente subcapítulo apresenta trabalhos de diversos autores que procuram estabelecer uma relação entre a variação da porosidade e do volume das rochas por si ensaiadas e as propriedades referidas, tais como Scott *et al*. (1993), Olsson & Holcomb (2000), Klein *et al*. (2001) e Yu *et al.* (2016).

Segundo Yu *et al*. (2016), os estudos da influência da porosidade nas propriedades elásticas das rochas são de difícil análise devido à forma geométrica, distribuição de calibres e conectividade dos poros em três dimensões.

O Módulo de Young, de um modo geral, traduz a rigidez de uma rocha que, por sua vez, como se verifica pelos trabalhos de Santos (2017), depende do estado de tensão atuante e da compressibilidade dos poros. Apesar dos trabalhos de Guerreiro (2013) e Santos (2017) indicarem claramente que o estado de tensão atuante é o parâmetro que mais influencia o Módulo de Young, Scott *et al*. (1993) procuram estabelecer se a porosidade é um fator que

influencie o comportamento mecânico de arenitos *Berea*, testando os mesmos recorrendo a ensaios triaxiais. Os autores verificaram que a porosidade influencia de certo modo o Módulo de Young apesar de concluírem que a sua relação não é direta devido a fatores geológicos inerentes ao aparecimento de fraturas associadas à ação da tensão média efetiva. Guerreiro (2013) afirma que esta relação deve ser quantificada de forma mais precisa para que se possa estabelecer uma relação de causa-efeito entre as duas propriedades.

Também o coeficiente de Poisson é influenciado pela porosidade. Yu *et al*. (2016) verificaram o aumento do coeficiente de Poisson com o aumento da porosidade para rochas em que ν=0,08, (coeficiente de Poisson para o quartzo). Yu *et al*. (2016) utilizaram o parâmetro J(V_S) e J(V_P), que é um parâmetro relacionado com os efeitos da microestrutura da rocha na velocidade das ondas e no coeficiente de Poisson (Figura 20).

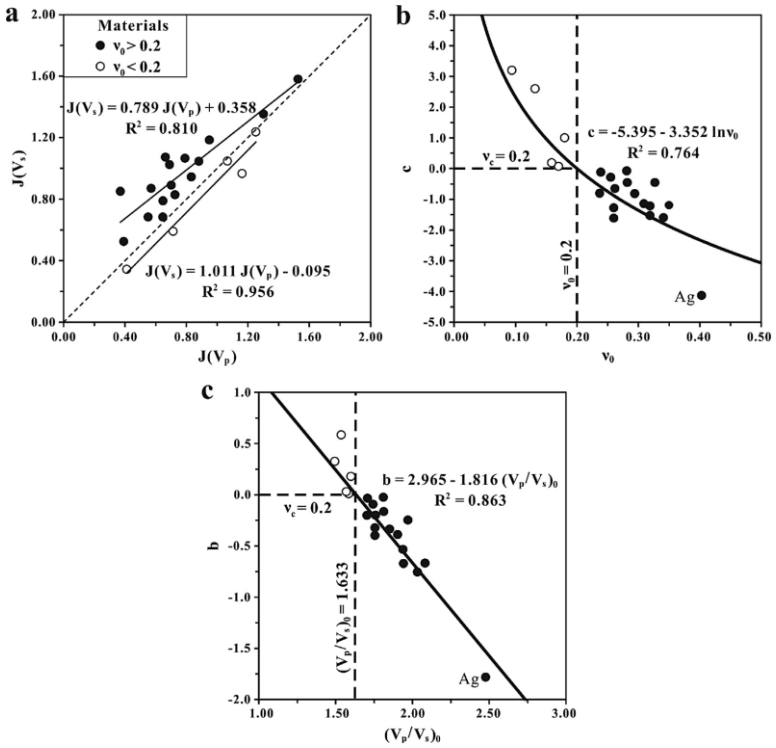


Figura 20 - Relação entre J(V_S) e J(V_P) com o coeficiente de Poisson. Retirado de Yu et al. (2016).

Os autores verificaram, recorrendo à Figura 20 (a), que quando o coeficiente de Poisson inicial (ν_0) é igual a 0,2, o coeficiente de Poisson efetivo (ν_c) é independente da evolução da porosidade da amostra. Quando ν_0<0,2 e ν_0>0,2, o coeficiente de Poisson efetivo aumenta e diminui com a porosidade, respetivamente (Yu *et al*., 2016).

Como se viu no subcapítulo 2.2.2., existem diversos estudos que procuram estabelecer uma relação entre a porosidade, a permeabilidade e o estado de tensão atuante. De certo modo, estudos como o de Zhu & Wong (1997) e Fortin *et al*. (2005) não só aprofundam o conhecimento acerca das relações referidas como também o fazem acerca da relação entre a porosidade e a permeabilidade, tais como os estudos de autores como Scheidegger (1974), Guéguen & Dienes (1989), Peach & Spears (1996) e DiGiovanni *et al*. (2000).

Scheidegger (1974) começa por concluir que a relação entre a porosidade e a permeabilidade é de grande complexidade, dependendo principalmente da estrutura rochosa, cuja expressão é entendida por Guéguen & Dienes (1989) como "microestrutura da porosidade", sendo a estrutura rochosa descrita por diversas distribuições estatísticas de parâmetros microestruturais. Guéguen & Dienes (1989) demonstram ainda que a razão entre a permeabilidade numa banda de compactação e na rocha intacta depende da porosidade inicial e das fraturas existentes, o que vai de encontro às conclusões obtidas posteriormente por Vajdova *et al*. (2004) e Fortin *et al*. (2005).

O modo como a estrutura da rocha, principalmente a evolução da porosidade, é afetada pelo estado de tensão é de elevado interesse para o cumprimento do objetivo da presente dissertação, pelo que o seguimento dos trabalhos de Scheidegger (1974) e de Guéguen & Dienes (1989), nomeadamente o trabalho de DiGiovanni *et al*. (2000), deve ser abordado no sentido de perceber quais os mecanismos geológicos que afetam a porosidade e que despoletam a variação da permeabilidade. DiGiovanni *et al*. (2000) realiza ensaios triaxiais de compressão em arenitos *Castlegate*, concluindo que durante a primeira fase de compactação da estrutura rochosa e consequente dos poros, ocorre a rotação e rompimento do contacto dos grãos, seguida de uma segunda fase de redução da porosidade, que os autores afirmam ser responsável pela redução do volume e rotura e colapso dos grãos, servindo como uma barreira à passagem de fluído, conclusão partilhada por Holcomb & Olsson (2003) no mesmo tipo de material. Assim, DiGiovanni *et al*. (2000) concluem que a redução da porosidade em arenitos *Castlegate* sujeitos a ensaios de compressão se encontra diretamente correlacionada com a redução da permeabilidade. Morris *et al*. (2003) obtêm conclusões idênticas em arenitos *Berea*, apesar de não realizarem ensaios triaxiais, limitando a elaborar modelos matemáticos que pudessem prever o comportamento da permeabilidade com a alteração da porosidade. O modelo matemático alcançado pelos autores tem em conta o histórico de tensões do tipo de arenitos estudados, e é baseado em trabalhos de David *et al*. (1994) e Zhu & Wong (1997), que descrevem a Equação 15 como sendo a indicada para prever a evolução da permeabilidade em função da porosidade inicial para rochas com porosidade superior a 16,7%.

$$k_{exp} = k_i e^{K_1 \phi_1} \qquad [15]$$

Em que $\mathrm{k_{exp}}$ é permeabilidade medida experimentalmente, $\mathrm{k_i}$ é a permeabilidade inicial, ambas em m^2, $\mathrm{K_1}$ é uma constante de valor 65,7 e ϕ_1 é a percentagem de poros pré-existentes segundo Morris *et al*. (2003).

A influência que a porosidade exerce na variação da permeabilidade prende-se com a atuação do estado de tensão atuante sobre a variação do volume dos poros. No entanto, restringir a ação da porosidade na permeabilidade apenas a esse fator é escasso na medida em que a mesma não varia apenas com o estado de tensão mas também com determinados fatores geológicos e de formação das rochas, abordados no subcapítulo seguinte.

2.3.3. Influência dos fatores geológicos nas propriedades poroelásticas e de fluxo

As rochas podem apresentar diversas características geológicas dependendo da família a que pertencem, no entanto, em última análise, os parâmetros que melhor definem o comportamento geológico e as características geológicas que uma rocha terá são as propriedades dos minerais que as constituem.

A influência que os fatores geológicos apresentam nos parâmetros mecânicos é, à semelhança do que ocorre para o estudo dos mesmos em função do estado de tensão, decorrente da necessidade de obtenção de dados que expliquem as alterações mecânicas das rochas. No entanto, no caso da influência dos fatores geológicos nos parâmetros mecânicos, é difícil ocorrer a dissociação entre os últimos e as alterações na porosidade e nas propriedades de fluxo, uma vez que os trabalhos cujo tema é o descrito têm sempre como finalidade o estudo da relação entre as propriedades poroelásticas e de fluxo com a extensão volumétrica ou com o estado de tensão, pelo que os trabalhos descritos neste subcapítulo apresentam sempre uma correlação entre os fatores geológicos em questão e os parâmetros poroelásticos e de fluxo.

Palchik (2013), ao medir os vários parâmetros que caracterizam as rochas, conclui que o Módulo de Young e o coeficiente de Poisson dependem de fatores geológicos e geométricos tais como as diferentes composições mineralógicas, tipos de contactos entre grãos, diferentes tamanhos de grão e até diferentes tipos de contactos entre grão e cimento. Guerreiro (2013), afirma que a variação da porosidade depende de outros fatores para além dos evidenciados no subcapítulo 2.3.1., incluindo nesses um fator geológico que denomina “cimentação natural dos poros por outros minerais”, que é essencialmente o preenchimento dos poros por parte de outros materiais que não fluidos, que não só altera a porosidade como também os parâmetros elásticos da mesma (Módulo de Young e coeficiente de Poisson), sendo que Bruno *et al*. (1991) concluem que a diminuição da resistência do cimento que preenche os poros dos arenitos provoca uma alteração no comportamento da permeabilidade, tornando-a mais sensível às alterações do estado de tensão, concluindo igualmente que o grau de consolidação tem influência na sensibilidade de uma rocha à permeabilidade, ao contrário do que Ruistuen *et al*. (1999) concluem.

No caso do coeficiente de Poisson, Yu *et al*. (2016) concluem que o mesmo depende do teor em SiO_2 e do conteúdo em fluídos das rochas. Os mesmos autores procuram estabelecer o comportamento do coeficiente de Poisson segundo diferentes litologias, resultando da sua análise à Figura 21.

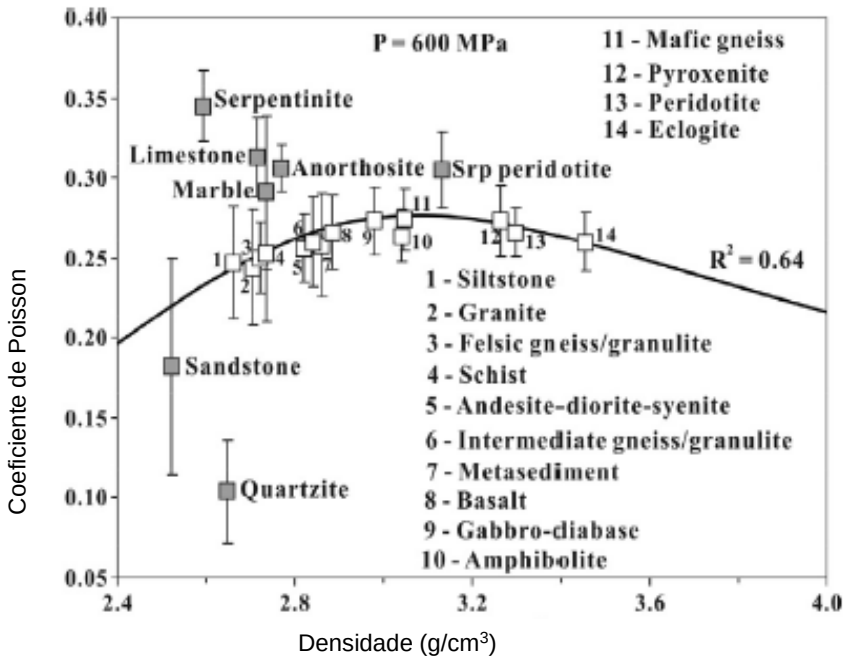


Figura 21 - Relação entre o coeficiente de Poisson e a densidade. Adaptado de Yu et al. (2016).

Yu *et* al. (2016) concluem que o coeficiente de Poisson aumenta com a densidade associada às mudanças de litologia, referindo que o mesmo segue uma tendência para rochas máficas e ultramáficas, embora se desvie em rochas com um só tipo de mineral (como o calcário e o mármore). Numa perspetiva mineralógica e de estrutura dos poros, Yu *et al*. (2016) concluem, utilizando os estudos de Mori *&* Tanaka (1973) e Dunn *&* Ledbetter (1995), que há uma clara mudança nos valores de coeficiente de Poisson dependendo da relação entre largura e comprimento dos poros, designada α. Para materiais esféricos e em forma de agulha, α=1 e α>>1, respetivamente, o coeficiente de Poisson encontra-se nos ν=0,2. Para materiais em que α<1 (poros em forma de disco), o coeficiente de Poisson decresce não linearmente com o decréscimo de α. Para formas de poros extremamente finas, α tende para 0, o coeficiente de Poisson tende para 0 igualmente (Yu *et al*., 2016). De acordo com Wang *&* Ji (2009), os poros com forma de discos finos (menor α) são mais influentes na redução do coeficiente de Poisson efetivo que os poros com maior α.

Santos (2017) afirma que a evolução das características das rochas, nomeadamente a permeabilidade e a porosidade, dependem de diversos fatores, entre os quais se encontram as propriedades intrínsecas das rochas tais como a porosidade e a permeabilidade iniciais, a tortuosidade, o tamanho e a forma dos poros e possíveis heterogeneidades sedimentares, conclusão partilhada por Davies *&* Davies (2001) em arenitos de alta porosidade ensaiados em condições hidrostáticas, que afirma que esses fatores promovem um decréscimo na permeabilidade das suas amostras e por Walsh (1965), Kwon *et al*. (2004) e Jia-Jyun *et al*. (2010), que afirmam que a sensibilidade às alterações na permeabilidade depende das formas porosas e das microfissuras. Zhu *&* Wong (1997) afirmam ainda que o aumento do percurso do fluido pelos espaços porosos associado à tortuosidade e ao movimento dos grãos devido ao

dano mecânico pode originar obstruções dos espaços entre os poros, o que leva a um decréscimo da permeabilidade, conclusão partilhada por Vajdova *et al*. (2004) e Fortin *et al* (2005), em arenitos, e por Jia-Jyun *et al*. (2010) em xistos.

Sulem & Ouffroukh (2005) procuram estabelecer uma correlação entre a influência que os fatores geológicos exercem na permeabilidade e os resultados por si obtidos aquando do seu estudo da influência do estado de tensão na permeabilidade de arenitos *Fontainebleau*, concluindo que as propriedades de transporte das suas amostras são influenciadas pelo processo de deformação da rocha, principalmente pela evolução estrutural dos grãos e dos poros existentes na rocha. Ao realizarem ensaios não drenados sob elevadas pressões de confinamento e ao analisarem microscopicamente os resultados pré e pós ensaio, concluíram que, apesar de não poderem ocorrer trocas de fluído entre o exterior e a amostra devido às condições em que se realizava o ensaio, existem trocas locais de fluido no interior da amostra, sendo que a pressão neutra gerada nesses locais leva à fluidificação do material, criando assim canais de vazios interligados que conseguem transportar fluidos.

Esta conclusão é relevante na medida em que se torna evidente que, com o aumento das tensões aplicadas no material, o encerramento e a reabertura dos poros no material rochoso leva a alterações na permeabilidade associada ao mesmo, o que vai de encontro aos resultados obtidos pelos autores referidos no parágrafo anterior.

A distribuição dos poros existentes, o tamanho dos mesmos e a sua conectividade são os principais atributos afetados pela tensão aplicada, segundo Vajdova *et al*. (2004). Por outro lado, Menéndez *et al*. (1996) afirmam que os arenitos *Bentheim* e *Berea* apresentam espaços porosos de dimensões idênticas e, por isso, Vajdova *et al*. (2004), baseando-se no estudo dos mesmos, concluem que a rede de poros identificada por Zhu & Wong (1996) pode ser aplicada a ambos os arenitos. Quanto mais próximos em tamanho forem os grãos, maior a porosidade, o que significa que a uniformidade e o arranjo dos mesmos influenciam não só a porosidade inicial de uma rocha como também influenciam a variação da porosidade e a variação da permeabilidade (Silva, 2004).

A alteração mecânica dos maciços, decorrente dos processos de meteorização, é também um fator que influencia a porosidade e a permeabilidade das rochas, uma vez que a mesma conduz a uma alteração do volume, associada às oscilações de temperatura e congelação e descongelação de fluido contido nos poros (Carvalho, 1996), o que indica que a alteração mecânica dos maciços é uma clara influência na variação do volume de poros e na deformabilidade das rochas. Por outro lado, Carvalho (1996) afirma que a sedimentação e posterior estratificação levam a que o peso das camadas formadas sobrejacentemente altere o volume dos poros, o que é uma clara indicação que a deposição, estratificação e consolidação das rochas leva a uma alteração da porosidade inicial das rochas.

3. Amostras e Metodologia

O presente capítulo trata das amostras utilizadas e aborda a metodologia de ensaio, onde se pretende enquadrar os equipamentos utilizados, sendo dividido em dois subcapítulos, cada um abordando os temas referidos, respetivamente.

3.1. Amostras

As amostras utilizadas provinham de um tipo de rocha única: calcário da Serra de Aire e Candeeiros.

No que respeita ao enquadramento geológico, a Serra de Aire e Candeeiros localiza-se na região Centro de Portugal, entre Rio Maior, Tomar e Leiria, onde se situa o Maciço Calcário Estremenho, integrando o sistema Montejunto-Estrela. Na Figura 22 encontra-se assinalada a posição deste local em relação a Portugal Continental.

Figura 22 - Localização do Maciço Calcário Estremenho em relação a Portugal Continental.

Esta região do país é onde se encontra o maior afloramento de calcários do Jurássico Médio em território nacional (Carvalho *et al.*, 2011). Segundo Rodrigues (1998), o registo geomorfológico que é identificador da Serra de Aire e Candeeiros são as falhas que o afetam, resultantes de movimentos tectónicos. A rede de drenagem desta região é subterrânea salvo

raras exceções, originando diversos fenómenos de carsificação que são característicos desta região do país (Carvalho *et al.*, 2011).

Em termos geológicos, o Maciço Calcário Estremenho é essencialmente composto por calcários que datam do Jurássico Médio e Superior. A Figura 23 pretende ilustrar o tipo de material existente na Serra de Aire e Candeeiros, recorrendo às Notícias Explicativas das Folhas 27-A e 27-C da Carta Geológica de Portugal (Manuppella *et al.*, 2006), emitidas pelo Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação.

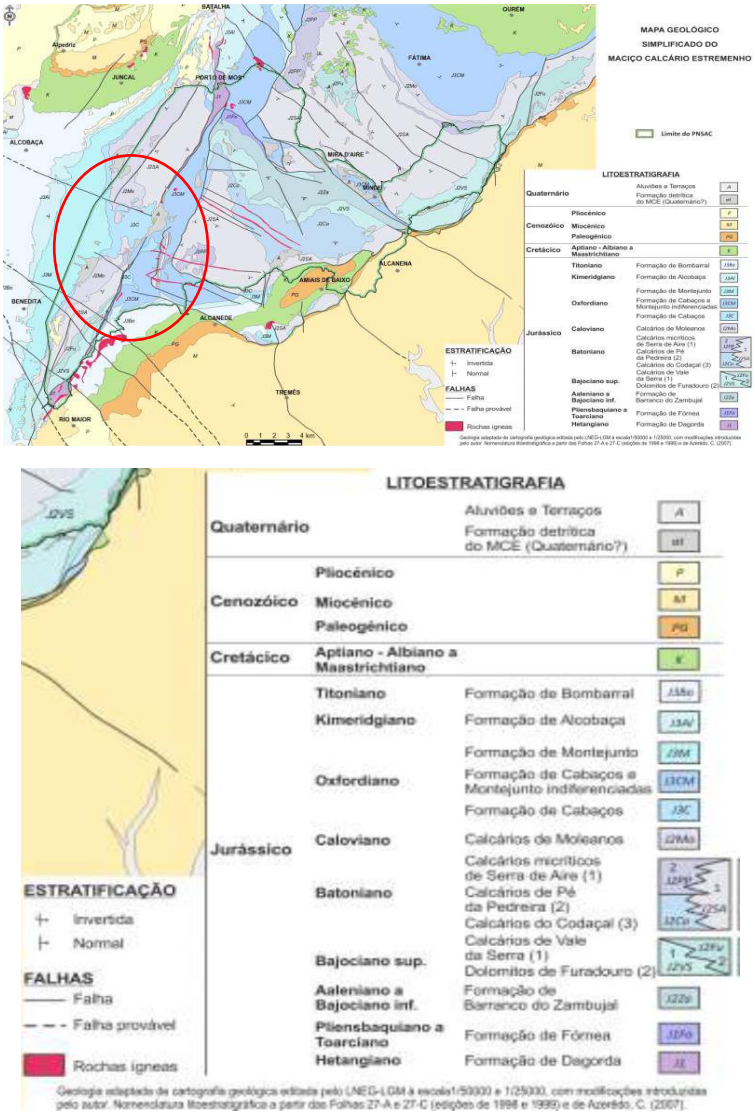


Figura 23 - Carta Geológica do Maciço Calcário Estremenho em escala 1/50000 e respetiva legenda. Retirado de Carvalho et al. (2011).

Assinalado na Figura 23 encontra-se o local de onde foram retirados os provetes que se utilizaram durante os ensaios.

Segundo a MOCAPOR, os calcários da zona delimitada são calci-bioclásticos, micríticos e esparíticos, com grãos escuros dispersos pelos blocos rochosos. No local assinalado encontram-

se materiais cársicos de tom creme claro, com pequenos filões de calcite translúcida e impregnações avermelhadas (Manuppella *et al*., 2006).

Uma vez descrita a proveniência dos blocos rochosos utilizados, proceder-se-á à descrição dos mesmos.

Foram utilizados blocos de rocha, fornecidos pela empresa MOCAPOR. Os provetes foram realizados no GEOLAB do Instituto Superior Técnico. Os provetes têm as dimensões assinaladas na Tabela 1 (média das medições realizadas em todos os provetes) e encontram-se representados na Figura 24.

Segundo as normas da ISRM acerca da preparação dos provetes para ensaios triaxiais, a relação entre o comprimento e o diâmetro dos provetes deve estar compreendida entre 2-3, o que se verifica segundo a Tabela 1. Por outro lado, as dimensões gerais dos provetes devem ser pelo menos 10 vezes superiores à dimensão do maior grão da rocha. Apesar de não se poder recorrer a microscopia para verificar tal facto, assume-se que é respeitado, pelo menos a olho nu. Pela Figura 24, verifica-se que as superfícies dos extremos dos provetes se encontram planas e com textura lisa, o que respeita mais uma vez as normativas da ISRM.

Tabela 1 - Parâmetros geométricos (valores médios) dos provetes utilizados.

Parâmetros geométricos (média)	Valores
Diâmetro	5,4 cm
Raio	2,7 cm
Comprimento	11,2 cm
Área de secção	22,5 cm^2
Volume	249,9 cm^3

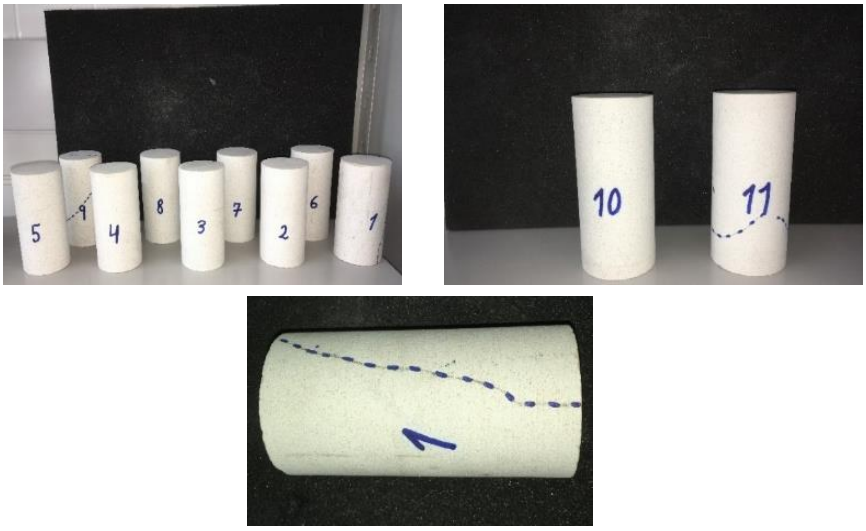


Figura 24 - Conjunto de 11 provetes onde se realizam os ensaios triaxiais e um exemplo da marcação dos veios de diferente material, neste caso no provete nº 1.

Na Figura 24 pode observar-se uma marcação a tinta azul a fim de identificar os veios existentes.

Com todas as referências expostas e recorrendo ao *website* da MOCAPOR, resta afirmar que os calcários utilizados durante os ensaios triaxiais são do tipo Moleanos *Beige*.

3.2. Metodologia

Abordar-se-ão os métodos utilizados em laboratório com o propósito de atingir o objetivo proposto desta dissertação.

O presente capítulo divide-se em duas partes distintas. O subcapítulo 4.1. trata da descrição do método utilizado para determinar a porosidade das amostras. O subcapítulo 4.2. abordará o procedimento experimental dos ensaios triaxiais drenados e não drenados, assim como o método de obtenção dos dados.

3.2.1. Determinação da porosidade

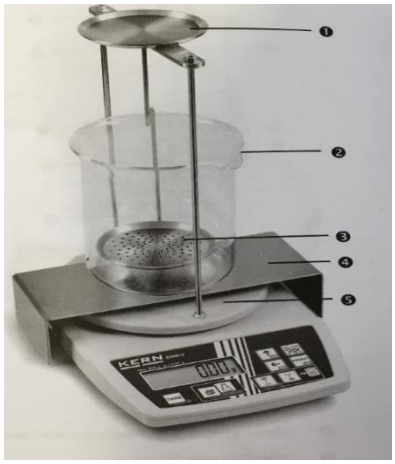
Existem diversos métodos de determinação da porosidade em amostras de rochas. O método utilizado neste trabalho é uma adaptação da EN 1936 (2006), visto que é a mais adequada para o tipo de equipamentos existentes.

Os blocos de rocha provenientes da pedreira da MOCAPOR são colocados numa caroteadora que faz provetes com comprimento superior ao referido na Tabela 1, pelo que se cortou os topos dos provetes de modo a que o seu comprimento fosse o descrito. A Figura 25 ilustra 4 desses topos, que se aproveitaram para determinar a porosidade inicial das amostras.

Figura 25 - Amostras utilizadas para a medição da porosidade dos calcários.

O procedimento inicia-se com a medição das propriedades geométricas dos topos cilíndricos. Depois, devem-se colocar os mesmos na balança eletrónica (Figura 26). A balança eletrónica possui um programa que calcula a massa volúmica, bastando para isso pesar o cilindro dentro e fora de água, referindo a temperatura e a massa volúmica do fluido onde se mergulha a amostra. Neste caso, o fluido utilizado é água a 25ºC e por isso a sua massa volúmica é 0,9971

g/cm^3. Pesa-se o provete antes e após imerso em água, obtendo assim a massa volúmica e a sua massa quando imerso em água.



1. Prato superior de imersão da amostra;
2. *Gobelet*;
3. Prato inferior de imersão da amostra;
4. Plataforma de apoio ao *gobelet*;
5. Prato de medição da massa da amostra.

Figura 26 - Balança eletrónica EMB 2000-2V e equipamento YDB-02 e respetivos componentes. (KERN & Sohn GmbH, 2015)

Obtidos os parâmetros referidos para os provetes com humidade natural (provenientes diretamente do bloco), colocam-se os mesmos na estufa, para secarem a 105ºC durante 72 horas. Após retirar os cilindros da estufa procede-se à medição da massa volúmica na balança eletrónica.

Segundo a EN 1936 (2006), deve-se utilizar um exsicador (Figura 27) para retirar o ar dos poros das amostras. Na EN 1936 (2006) é referido que se deve baixar a pressão do exsicador até aos (2±0,7)kPa, mantendo a depressão por cerca de 24h "de modo a eliminar o ar contido nos poros abertos dos provetes". Devido às limitações inerentes aos equipamentos existentes, a depressão criada foi na ordem dos 0,4 bar ou 40 kPa. Uma vez que o valor da depressão é 20 vezes maior ao valor recomendado, este passo foi realizado em 3 horas, voltando-se a realizar o procedimento na balança eletrónica após esse período de tempo.

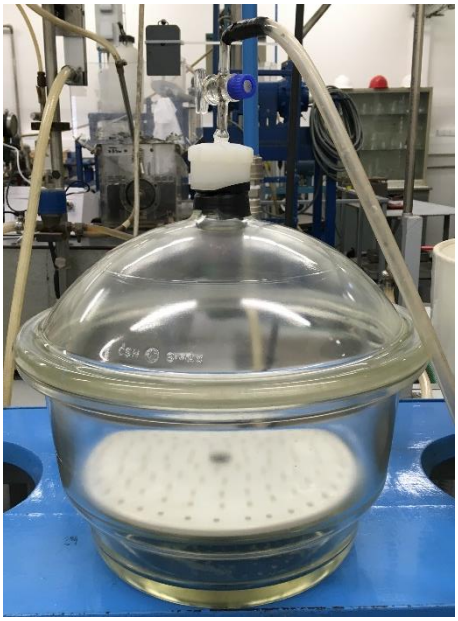


Figura 27 - Exsicador utilizado para retirar o ar das amostras e desarear a água utilizada para saturar os cilindros.

Finalmente, introduz-se água em recipientes com capacidade de 800 e 600 mL, sendo o nível inicial de água nos recipientes registado e colocando-se posteriormente as amostras cilíndricas nos recipientes e determina-se o aumento do nível de fluído nos mesmos. De seguida, procede-se à introdução do conjunto recipiente-cilindro no exsicador.

Para saturar os provetes foi mantida a depressão por um período de 96 horas, medindo o peso dos provetes de 24 em 24 horas para verificar se ocorria um aumento significativo de peso. Após as 96 horas de saturação repete-se o processo descrito na balança eletrónica e mede-se igualmente o volume de água existente nos recipientes mediante o retiro dos mesmos.

Calcula-se a porosidade aberta, que neste trabalho vai ser tomada como a porosidade a ter em conta, de acordo com a Equação 16.

$$\phi = \frac{M_{sat} - M_{seca}}{M_{sat} - M_{secaimersaemágua}} \times 100 \qquad [16]$$

Em que M_{sat} é a massa do provete saturado, M_{seca} é a massa do provete quando está seco e $\mathrm{M}_{\mathrm{secaimersaemágua}}$, é a massa do provete seco imerso em água, sendo que os três parâmetros se encontram em gramas, segundo a EN 1936 (2006)

O resultado que deriva da Equação 16 é tomado como a porosidade inicial dos provetes.

3.2.2. Ensaio triaxial

O ensaio triaxial é dividido em duas fases. Em primeiro lugar realiza-se o ensaio triaxial não drenado de onde se retiram os valores dos parâmetros mecânicos dos provetes, tais como o Módulo de Young e o coeficiente de Poisson e se retiram as extensões verticais, horizontais e volumétricas, assim como as pressões neutras. O término do ensaio triaxial não drenado coincide com o início do ensaio triaxial drenado, de onde se obtém a permeabilidade do provete numa determinada condição de pressão de confinamento e de tensão axial máxima aplicada.

Antes do ensaio triaxial não drenado, deve-se verificar que tudo se encontra devidamente conectado, isto é, se o fornecimento de ar comprimido se encontra funcional, se a mangueira que liga a célula à bureta se encontra colocada e o mesmo para o dispositivo de leitura das pressões neutras, se a célula triaxial se encontra ligada ao acumulador (que serve para introduzir água sob pressão na célula) e se o mesmo se encontra ligado ao macaco hidráulico (utilizado para introduzir óleo hidráulico sob pressão no acumulador), se os extensómetros conseguem ser lidos corretamente, se os *softwares* utilizados se encontram funcionais e se a ponte de Wheatstone se encontra ligada à célula triaxial. As Figuras 28, 29, 30, 31 e 32 representam a célula triaxial (parte traseira e dianteira), o acumulador, o macaco hidráulico, os *softwares* ELE (Figura 32 (A)), *Model P3* (Figura 32 (B)) e *Clicker* (Figura 32 (C)) e a ponte de Wheatstone, respetivamente.

A

B

1- Êmbolo de aço de elevada rigidez;
2- Ligação para leitura das extensões no provete (é conectada à ponte de *Wheatstone*);
3- Torneira para a realização de ensaios triaxiais drenados;
4- Torneira para a realização de ensaios triaxiais não drenados;
5- Leitor de pressões neutras;
6- Ligações entre a célula triaxial e a bomba de injeção de óleo hidráulico e de aplicação de pressão de confinamento;
7- Ligação entre a célula triaxial e a bomba de injeção de água pressurizada.

Figura 28 - Célula triaxial: A-Parte Frontal; B- Parte traseira. Respetivos componentes identificados por números de 1 a 7.

Figura 30 – Acumulador.

Figura 29 - Macaco hidráulico manual.

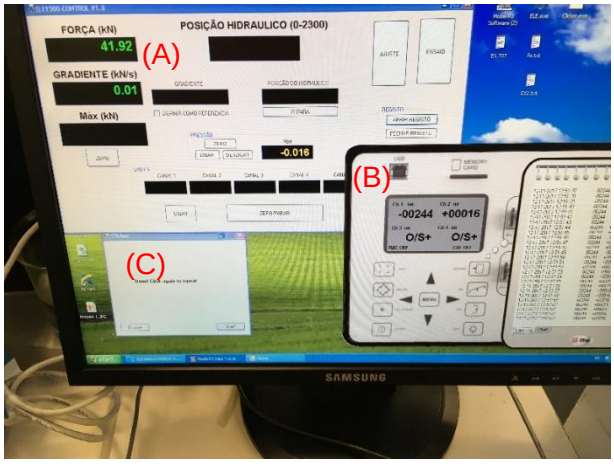


Figura 31 - (A) Interface do programa ELE; (B) Interface do programa da ponte de Wheatstone; (C) Interface do programa Clicker.

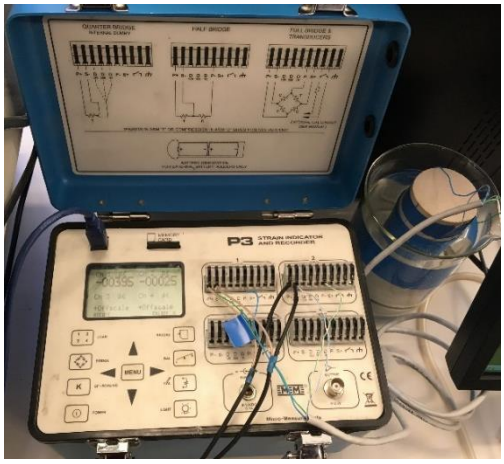
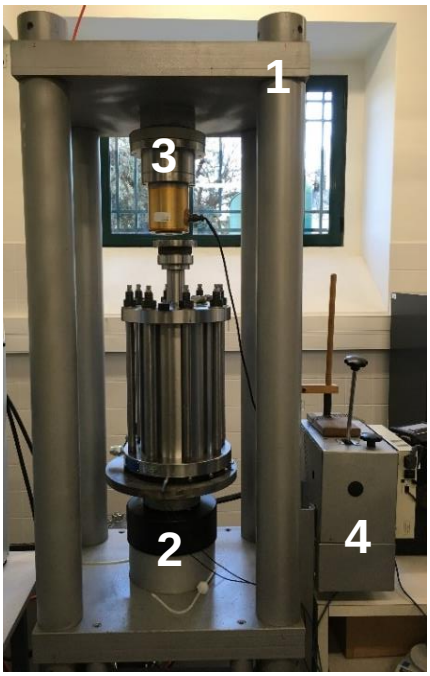


Figura 32 - Ponte de Wheatstone.

Após essa verificação, procede-se ao início do ensaio utilizando a prensa hidráulica, representada na Figura 33, para fazer subir a célula triaxial e o êmbolo em si instalado de encontro ao pistão existente na estrutura da prensa. Este processo ocorre até que sejam obtidas leituras de ordem menor a 1kN no *software* ELE.



1- Estrutura não móvel de aço de elevada rigidez;
2- Plataforma elevatória;
3- Êmbolo;
4- Equipamento de aplicação de carga manual.

Figura 33 - Prensa hidráulica com célula triaxial montada. Componentes numerados de 1 a 4.

Quando atingido esse patamar, deve ser introduzido óleo hidráulico na célula, utilizando a bomba de aplicação da pressão de confinamento, representada na Figura 34. Após a introdução do óleo hidráulico devem-se preparar a prensa e a bomba de aplicação de pressão de confinamento de tal forma que o primeiro estado de tensão instalado seja o hidrostático. Para tal, deve-se aumentar a força exercida no provete até a um nível pré estabelecido, seguido do aumento da pressão de confinamento de tal modo que $\sigma_x=\sigma_y=\sigma_z=\sigma_p$.

Os componentes presentes na Figura 34 encontram-se descritos no Anexo B (Manual de Instruções de HPC-070C, 2016).

(1) (2)

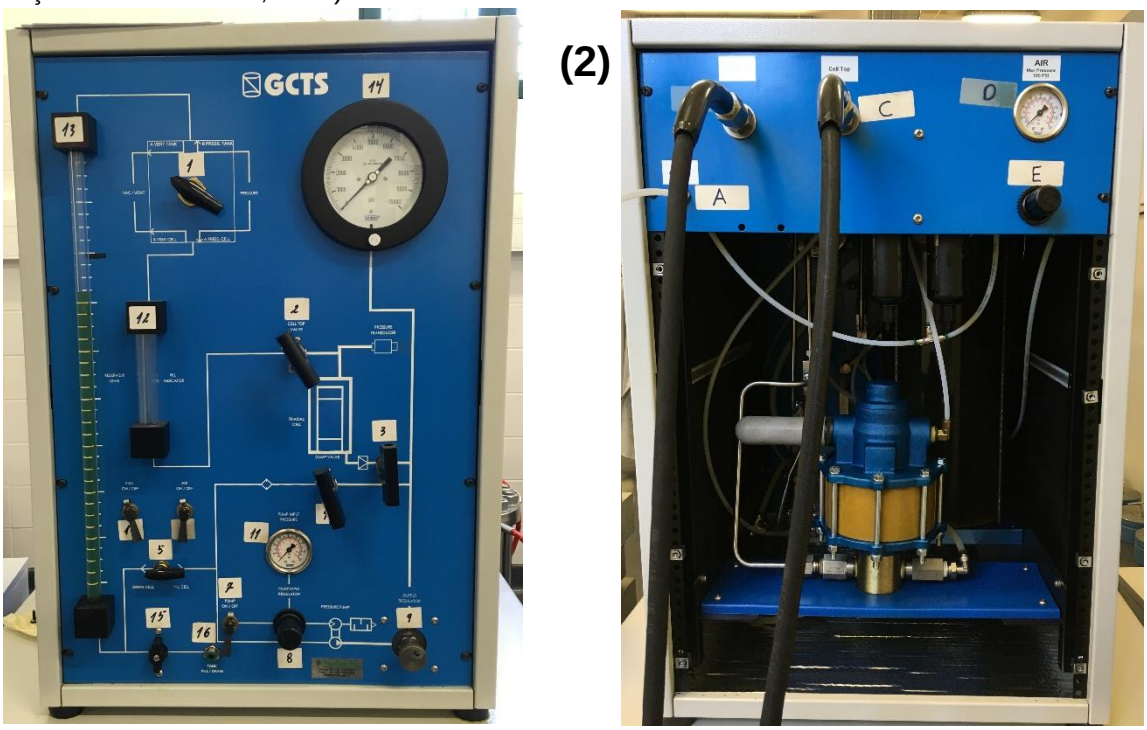


Figura 34 - (1) Parte dianteira da bomba de injeção de óleo; (2) Parte da retaguarda da bomba de injeção de óleo.

Atingido o patamar, deve-se utilizar a bomba hidráulica de injeção de óleo e o respetivo acumulador, representados nas Figuras 34 e 29, respetivamente, para se introduzir água pressurizada a cerca de 33% da pressão de confinamento instalada (Ghabezloo *et al*., 2008) para garantir que não ocorre a infiltração de fluido entre a camisa e a amostra no interior da célula triaxial, seguida de um ajuste à força aplicada e às deformações lidas, uma vez que o ponto zero pretendido para o presente trabalho é atingido após a obtenção do estado hidrostático. Os *softwares* da prensa hidráulica e da ponte de *Wheatstone* iniciam-se em simultâneo, recorrendo ao *software Clicker*, (Figura 31 (C)).

Dá-se início ao ensaio triaxial não drenado aumentando a força aplicada segundo um gradiente que se encontre no intervalo 1,1-2,25 kN/s, que corresponde ao intervalo 0,5-1 MPa descrito na ISRM (1978). O ensaio não drenado termina quando o patamar de tensão axial instalada é atingido. A torneira onde se encontra ligado o dispositivo de leitura de pressões neutras é desligada e a sua homóloga (Figura 28, componentes 4 e 3 respetivamente) é ligada, permitindo que a água se desloque da célula triaxial para a bureta. Ao mesmo tempo que este processo se realiza, aquando da ativação da segunda torneira, deve-se realizar o início da contagem temporal do ensaio triaxial drenado, para que se possam retirar valores do nível de água da bureta em intervalos de tempo de 20 em 20 minutos. O ensaio dura aproximadamente sete horas, sendo que o aparato experimental é deixado até ao dia seguinte, onde se procede a nova leitura da bureta até perfazer 24 horas de ensaio.

No Capítulo 4 serão abordados os resultados obtidos acerca do ensaio de determinação da porosidade e nos ensaios triaxiais, realizados nos 11 provetes que constituem a amostra experimental deste trabalho.

4. Resultados e discussão

4.1. Porosidade

A determinação da porosidade inicial das amostras a ensaiar é de extrema importância para o objetivo do trabalho, na medida em que só se pode fazer uma avaliação da variação da porosidade com o estado de tensão aplicada e com a variação da extensão volumétrica se a porosidade inicial for conhecida.

Uma vez que o método de obtenção da porosidade já foi descrito no subcapítulo 3.2.1., resta então apresentar os resultados decorrentes do ensaio experimental.

Todos os dados obtidos no ensaio de determinação da porosidade são apresentados nas Tabelas A a F do Anexo A.

A porosidade foi determinada recorrendo a uma média das porosidades dos quatro cilindros da Figura 25, após o cálculo da mesma através da Equação 16. Nesse sentido, a porosidade calculada para os calcários Moleanos *Beige* é 3,44%. De acordo com o *website* da MOCAPOR, para o tipo de calcários Moleanos *Beige*, a porosidade é 4,8%.

4.2. Ensaio triaxial

Realizaram-se ensaios de compressão triaxial, em regime elástico, dos quais se conseguiram obter resultados válidos. Uma vez que a combinação entre a pressão de confinamento e o diferencial de tensões axiais aplicadas podia variar grandemente, optou-se por realizar ensaios (sob um mesmo provete) que pudessem cobrir o máximo de combinações possíveis, representados na Tabela G do Anexo A.

Foram utilizados 11 provetes e atingidas tensões com intervalos entre 30 e 70 MPa. Ao longo dos ensaios foram utilizadas três pressões de confinamento diferentes. Ensaiaram-se dez provetes sob a condição de 10MPa de pressão de confinamento, cinco sob uma pressão de confinamento de 20MPa e oito sob 30MPa.

O método de obtenção do Módulo de Young e do coeficiente de Poisson é o descrito no subcapítulo 2.2.2. As deformações verticais, horizontais e volumétricas máximas são obtidas diretamente do *software* representado na Figura 31 (B), no subcapítulo 3.2.2.. O cálculo da permeabilidade é feito recorrendo à Equação 7.

Tendo em consideração que o objetivo da presente dissertação é o estabelecimento de uma relação entre a porosidade e as propriedades de fluxo com a extensão volumétrica em estados de tensão elevados, é preponderante iniciar-se a discussão dos resultados obtidos pela relação existente entre o estado de tensão, nomeadamente a tensão axial instalada e as extensões

verticais, horizontais e volumétricas, sendo que a relação entre os dois primeiros parâmetros referidos traduz-se no Módulo de Young e a relação entre as extensões verticais e horizontais se traduz no coeficiente de Poisson.

Assim sendo, a Figura 35 representa a relação referida anteriormente, sendo que os dados utilizados correspondem à média dos valores das extensões e tensões axiais para os três níveis de pressão de confinamento.

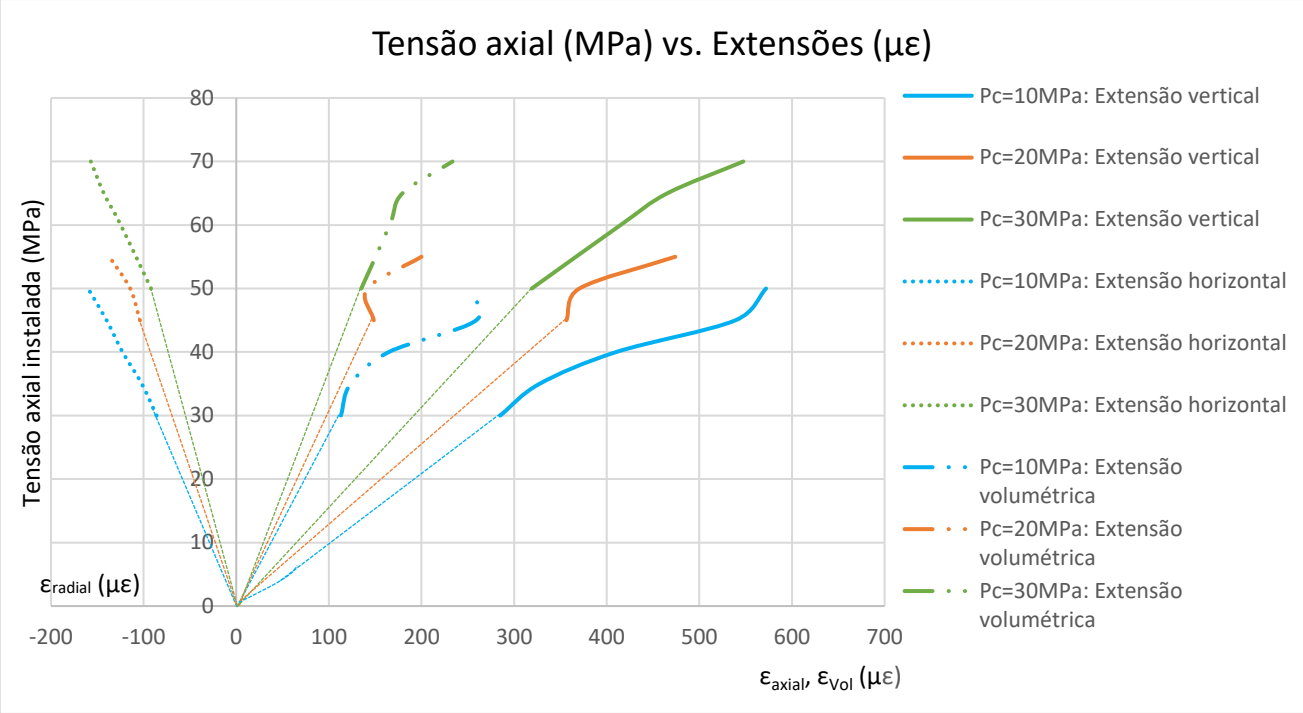


Figura 35 - Relação entre a tensão axial instalada (MPa) e as extensões lidas nos extensómetros (με).

Devido à origem dos dados obtidos se relacionar apenas com os ensaios triaxiais de compressão após o estabelecimento do regime hidrostático, a fase I da Figura 3 não se encontra originalmente representada na Figura 35, uma vez que não foram obtidos dados experimentais nesse sentido. No entanto, é possível estabelecer algumas semelhanças entre a Figura 35 e a Figura 3, nomeadamente com o gráfico do lado esquerdo da última, uma vez que, tal como na fase elástica evidenciada na Figura 3, correspondente aos regimes II, III e IV, a extensão vertical e a extensão horizontal aumentam com o aumento da tensão aplicada. Observando a Figura 35 e tendo em conta a evolução das retas representadas na Figura 3, estão representados possíveis resultados dos ensaios hidrostáticos em retas a tracejado.

Verifica-se igualmente que as extensões axiais e as volumétricas são as de maior dimensão, o que seria esperado tendo em conta que, após se alcançar o estado hidrostático, apenas se aumenta a carga axial.

4.2.1. Módulo de Young

Um dos aspetos a considerar dos ensaios triaxiais de compressão é a relação existente entre a tensão instalada, a extensão volumétrica dos provetes e os parâmetros mecânicos dos mesmos.

Este é um instrumento relevante no estudo do comportamento dos provetes em relação à variação do seu volume (traduzido pela extensão volumétrica) com o estado de tensão, na medida em que o Módulo de Young, que se encontra relacionado com a rigidez dos provetes, em conjunto com a compressibilidade dos poros, que depende essencialmente do estado de tensão, permitem obter conclusões acerca da evolução da extensão volumétrica com o estado de tensão atuante. Nesse sentido, a Tabela 2 agrega todos os parâmetros referidos.

Tabela 2 - Relação entre o Módulo de Young, coeficiente de Poisson e extensão volumétrica e axial ($\mu\varepsilon$) para ensaios não drenados.

σ_x média (MPa)	σ_x média de ensaio(MPa)	$\Delta\sigma_x$	E médio (GPa)	E de ensaio (GPa)	ν médio	ν médio de ensaio	ε_{Vol} média ($x10^{-6}$)	ε_{Vol} média de ensaio ($x10^{-6}$)	ε_{axial} média ($x10^{-6}$)	ε_{axial} média de ensaio ($x10^{-6}$)
Pressão de confinamento P_c=10 MPa										
30	40,5	20	70,9	71,3	0,3	0,3	113	178,2	285	426,4
35		25	75,9		0,3		123,5		327,5	
40		30	71,3		0,3		164,8		410,3	
45		35	63,9		0,3		259		539	
50		40	70,4		0,3		252		572	
Pressão de confinamento P_c=20 MPa										
45	49	25	69,5	73	0,3	0,3	148,5	156	356,5	385,6
50		30	77		0,3		141,5		370,5	
55		35	71,9		0,3		200		474	
Pressão de confinamento P_c=30 MPa										
50	62,5	20	74,8	70,4	0,3	0,3	135	182,3	319	448,8
60		30	70,3		0,3		165,6		415	
65		35	71,3		0,3		179,5		465,5	
70		40	67,6		0,3		233,5		547,5	

Na Tabela 2, as colunas apresentam o resultado médio do ensaio (correspondente à média de todos os valores da grandeza em questão para a pressão de confinamento em questão) de acordo com as tensões instaladas (Tabelas I e H do Anexo A), para cada pressão de confinamento.

Observando a Tabela 2, verifica-se que o Módulo de Young aumenta ligeiramente com a tensão axial instalada e com a pressão de confinamento, uma vez que a extensão axial diminui com o aumento da pressão de confinamento, o que se traduz num aumento do Módulo de Young (Equação 2). Os resultados obtidos encontram-se em concordância com os de Zhu & Wong (1997) e Fortin *et al*. (2005) em arenitos e Santos (2017) em ensaios hidrostáticos a baixas pressões de confinamento em calcários saturados. No entanto, os valores obtidos para P_c=30MPa não seguem a tendência geral de acréscimo de E com o aumento da pressão de confinamento, uma vez que tanto os valores dos ensaios como o obtido para o valor médio diminuem em relação aos restantes, o que parece ser contraditório com o referido anteriormente e com as conclusões de Zhu & Wong (1997) e Fortin *et al*. (2005).

O Módulo de Young evolui positivamente até atingir um certo patamar de diferença de tensão axial ($\Delta\sigma_x$), diminuindo após atingir o referido patamar. Para P_c=10 MPa, o Módulo de

Young aumenta até $\Delta\sigma_x$=25 MPa, diminuindo de seguida até alcançar $\Delta\sigma_x$=35 MPa e aumentando de novo até aos 40 MPa, apesar de nunca regressar aos valores atingidos antes de ocorrer a diminuição do mesmo. Para P_c=20 MPa, E aumenta até $\Delta\sigma_x$=30 MPa e diminui após esse patamar. Para P_c=30 MPa, o valor do Módulo de Young diminui desde os 20MPa até aos 30 MPa, aumentando até aos 35 MPa para voltar a decrescer entre 35 e 40 MPa.

Como se verifica, as diminuições de E, associadas à diminuição de rigidez dos provetes, ocorrem essencialmente quando $\Delta\sigma$x= 25-35 MPa, ou seja entre os 35-45 MPa para Pc=10 MPa, entre 45-55 MPa para Pc=20 MPa e para P_c=30 MPa ocorrem duas diminuições, entre 50-60 MPa e 65-70 MPa, sendo que entre 60 e 65 MPa o valor do Módulo de Young aumenta. Tal ocorrência pode-se dever a fatores evidenciados de fecho e colapso dos poros evidenciados nos trabalhos de Fortin *et al*. (2005).

Quando $\Delta\sigma_x$=20 MPa verifica-se um acréscimo de cerca de 5,2% no Módulo de Young, entre ensaios em que P_c=10 MPa e P_c=30 MPa. Na zona em que ocorre o fecho e colapso dos poros, os resultados são essencialmente diferentes. Para $\Delta\sigma_x$=25 MPa ocorre um decréscimo de cerca de 8,5% entre ensaios em que P_c=10 MPa e P_c=20 MPa. Após o término do fecho e colapso dos poros, que corresponde à zona de tensão de desvio a partir dos 35 MPa, E volta a apresentar um comportamento condizente com as conclusões obtidas por Zhu & Wong (1997) e Fortin *et al*. (2005), visto que entre P_c=10 MPa e P_c=20 MPa ocorre um crescimento de cerca de 11,3%. Entre P_c=20 MPa e P_c=30 MPa, o Módulo de Young volta a decrescer, mas devido aos fatores evidenciados anteriormente, deve-se ter em conta que os resultados para P_c=30 MPa se encontram fora desta tendência.

No entanto, observando a Tabela 2, verifica-se que o colapso dos poros, identificado por Fortin *et al*. (2005), quando P_c=10 MPa não se inicia logo a baixas tensões de desvio, mas sim quando as mesmas já são mais próximas das máximas tensões de desvio aplicadas. No caso de P_c=20 MPa, todos os ensaios realizados encontram-se no intervalo de diminuição do Módulo de Young referido, o que leva à diminuição do valor de E dos ensaios em relação às restantes pressões de confinamento, o que indica, mais uma vez, que o colapso dos poros deve ocorrer entre o intervalo de tensões evidenciado.

Por outro lado, os resultados evidenciados para P_c= 30 MPa em relação às restantes pressões de confinamento indicam que, apesar de já ter ocorrido o colapso dos poros a menores pressões de confinamento (nomeadamente no final dos ensaios em que P_c=10 MPa e durante os ensaios em que P_c=20 MPa), pode ter ocorrido um segundo colapso de poros, para uma família de poros de menores dimensões, tal como referenciado por Lima *et al*. (2015) nos seus ensaios em carbonatos saturados. As conclusões desses autores são relevantes para a presente dissertação na medida em que, baseado nelas, se pode concluir que entre tensões axiais instaladas no intervalo de 35 e 45 MPa pode ocorrer o colapso dos poros de maiores dimensões e entre 65 e 70 MPa, pode ocorrer o colapso de uma segunda família de poros de menores dimensões.

A extensão volumétrica, segundo Santos (2017) é igualmente afetada pela pressão neutra, que por sua vez se encontra relacionada com a compressibilidade dos poros. A Tabela 3 pretende representar a relação entre a pressão neutra (P_u) e a extensão volumétrica em ordem à pressão de confinamento.

Tabela 3 - Relação entre a pressão neutra (kPa) e a extensão volumétrica (με) em ensaios não drenados.

σ_x média (MPa)	σ_x média de ensaio(MPa)	P_u média (kPa)	P_u média de ensaio (kPa)	ε_{Vol} média ($x10^{-6}$)	ε_{Vol} média de ensaio ($x10^{-6}$)
Pressão de confinamento P_c=10 MPa					
30	40,5	4	2,1	113	178,2
35		2,5		123,5	
40		1		164,8	
45		6		259	
50		1		252	
Pressão de confinamento P_c=20 MPa					
45	49	3,5	3,8	148,5	156
50		1		141,5	
55		10		200	
Pressão de confinamento P_c=30 MPa					
50	62,5	1	3,1	135	182,3
60		4,6		165,6	
65		0		179,5	
70		5		233,5	

Santos (2017) conclui que a extensão volumétrica é sempre superior em ensaios hidrostáticos a baixas pressões de confinamento quando se verifica uma maior pressão de poros. Nos ensaios triaxiais em estados de tensão não hidrostáticos de elevada tensão, realizados na presente dissertação, verifica-se que um aumento da pressão neutra leva a um aumento da extensão volumétrica, como se pode verificar comparando os valores dos parâmetros médios dos ensaios referidos para P_c=10 MPa e P_c=30 MPa. Por outro lado, nos ensaios onde a pressão neutra é superior em relação a P_c=10 MPa, nomeadamente P_c=20 MPa, verifica-se que a extensão volumétrica é a menor. Este facto deve-se, acima de tudo, ao fenómeno do colapso dos poros evidenciado em arenitos e por Lima *et al*. (2015) em carbonatos saturados. Nesse sentido, os resultados de Santos (2017) convergem com os obtidos nesta dissertação exceto quando ocorre o colapso dos poros, que decorre dos estados de tensão mais elevados aplicados nestes ensaios.

Cruzando a informação das Tabelas 2 e 3, verifica-se que o Módulo de Young aumenta com o incremento da pressão neutra, que ocorre entre P_c=10 MPa e P_c=20 MPa, seguido de uma diminuição de ambos entre P_c=20 MPa e P_c=30 MPa. Isto significa que a conclusão de Santos (2017) acerca da relação entre a pressão neutra e a compressibilidade dos poros a baixos estados de tensão é idêntica à obtida para os ensaios da presente dissertação, uma vez que o aumento da compressibilidade dos poros leva a que a capacidade que estes têm de resistir à carga axial seja menor.

4.2.2. Coeficiente de Poisson

Uma vez abordada a variação do Módulo de Young com a tensão axial aplicada, resta discutir o comportamento que o coeficiente de Poisson evidencia perante a imposição de um estado de tensão num provete para completar o estudo da influência do estado de tensão nos parâmetros mecânicos destas amostras.

Observando a Tabela 2, verifica-se que o coeficiente de Poisson se mantém constante com o aumento da tensão axial instalada, da pressão de confinamento e da pressão neutra. Em relação ao efeito que o primeiro e o segundo colapso de poros exercem no coeficiente de Poisson, tendo em conta que o fenómeno poroelástico ocorre numa primeira fase entre os 35 e os 55 MPa e numa segunda entre os 65 e os 70 MPa de tensão axial instalada, seria de esperar que nesses intervalos o material se expandisse lateralmente com maior facilidade devido ao decréscimo mais acelerado da extensão axial em relação à extensão horizontal. No entanto, o fenómeno referido não apresenta uma magnitude suficiente para que o coeficiente de Poisson se altere com o aumento da tensão axial instalada e da pressão de confinamento.

4.2.3. Redução da porosidade

Como se verifica, a relação da variação dos parâmetros mecânicos dos provetes ensaiados com a variação do estado de tensão depende veementemente do fecho e colapso dos poros evidenciado em arenitos testados por Fortin *et al*. (2005). Como tal, o processo de variação da porosidade depende igualmente do estado de tensão, como se verifica pela Figura 36. É necessário referir que a variação da porosidade foi determinada recorrendo à Equação 6.

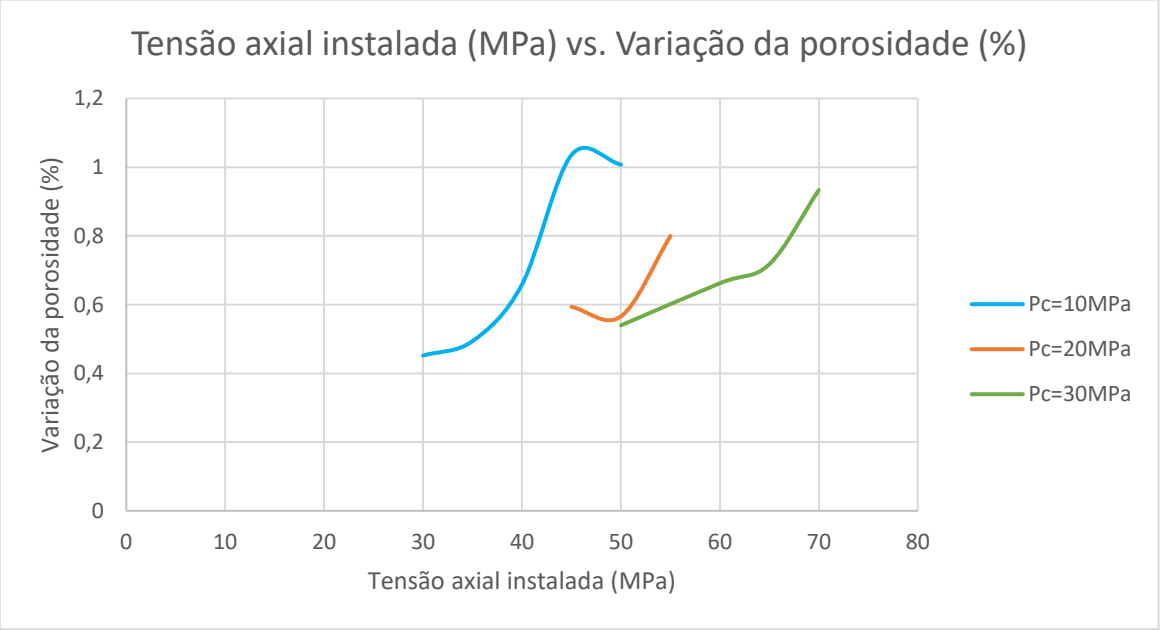


Figura 36 - Relação entre a tensão axial instalada (MPa) e variação da porosidade (%).

Observando a Figura 36 e tendo em conta que as extensões volumétricas são positivas, indicando que ocorre compressão, a variação da porosidade trata-se, na realidade, da redução da porosidade, uma vez que o volume dos poros diminui.

Na Figura 36, é possível observar que ocorre a redução da porosidade com o aumento da pressão de confinamento, o que está de acordo com os resultados obtidos por Fortin *et al*. (2005) na sua segunda série de ensaios em arenitos, sendo que a redução da mesma é mais acentuada para pressões de confinamento inferiores. Nos ensaios em que a pressão de confinamento é de 10 MPa, a redução da porosidade aumenta cerca de 56,4% para uma diferença de tensão axial instalada de 15 MPa (entre 30 e 45 MPa), enquanto nos ensaios onde a pressão de confinamento é de 30 MPa, a redução da porosidade aumenta cerca de 42,2 % para uma diferença de tensão axial instalada de 20 MPa. Em relação à influência da tensão axial instalada na redução da porosidade, os resultados vão de encontro aos obtidos por Bridgman (1949) e Matsushima (1960) para rochas de baixa porosidade, como é o caso das que foram utilizadas nestes ensaios triaxiais, uma vez que a porosidade decresce com o aumento da tensão axial instalada.

Por outro lado, comparando as Figuras 35 e 36, nomeadamente a variação da extensão volumétrica e a variação da porosidade, respetivamente, apresentam padrões idênticos de variação com a tensão axial instalada, o que comprova, em ensaios triaxiais não hidrostáticos não drenados a elevados estados de tensão em calcários saturados, que a variação da extensão volumétrica se encontra totalmente correlacionada com a variação da porosidade, o que está de acordo com as conclusões obtidas por Brace *et al*. (1966) em granitos, Holcomb *&* Olsson (2003) em arenitos e com a Equação 6. Existe uma correlação clara no que toca à influência que os parâmetros exercem entre si, na medida em que uma alteração do volume do provete está claramente associado a uma alteração no volume dos poros.

A Figura 36 permite identificar o intervalo de tensões para o qual ocorre o colapso dos poros. Como referido anteriormente, o colapso primário dos poros de maior diâmetro ocorre no intervalo de tensões axiais instaladas 35-55 MPa, no entanto, esse intervalo pode ser restringido tendo em conta o ponto de inflexão associado à reta dos ensaios realizados a uma pressão de confinamento de 10 MPa. A variação da porosidade passa de crescente, o que indica redução da porosidade, para decrescente, indicando um aumento da porosidade, quando a tensão axial instalada provoca o colapso dos poros identificado por Fortin *et al*. (2005). Observando a Figura 36, o processo descrito ocorre por volta dos 45 MPa de tensão axial instalada, o que comprova a conclusão obtida anteriormente de que todos os ensaios realizados com pressão de confinamento de 20 MPa ocorrem após o colapso dos poros de maior diâmetro. Em relação ao colapso secundário dos poros (de menor diâmetro, identificados por Lima *et al*. (2015) em carbonatos saturados), a conclusão prévia é de que se verificava entre os 65 e os 70 MPa. Observando a Figura 36, é possível verificar que a reta dos ensaios realizados com pressão de confinamento de 30 MPa apresenta um ponto de inflexão onde a variação da porosidade tem um aumento local de menor intensidade em relação ao que ocorre anterior e posteriormente a esse ponto, o que significa que é no mesmo que ocorre o colapso dos poros referido. A tensão axial instalada responsável pelo fenómeno mencionado é de aproximadamente 65 MPa.

Em relação à variação da porosidade com a pressão neutra, Santos (2017) conclui que para a menor pressão de confinamento utilizada nos seus ensaios (1 MPa), o incremento imposto na pressão neutra foi suficiente para impedir que o volume de poros varie bruscamente, o que significa que para a menor pressão de confinamento utilizada pelo autor se verificou que o aumento da pressão neutra está associado a uma menor variação da porosidade. A conclusão obtida por Santos (2017) (embora de óbvio interesse para o estudo da correlação da porosidade e da permeabilidade com a extensão volumétrica e com o estado de tensão atuante no sentido em que permite entender se a imposição de uma pressão neutra através da introdução de água pressurizada num provete induz a alteração da porosidade do mesmo e, acima de tudo, se tem influências na permeabilidade) não pode ser confirmada para estados de tensão de maior magnitude, pelo menos com o aparato utilizado na presente dissertação, uma vez que a pressão neutra lida não é pré-estabelecida mas sim resultado da introdução de água pressurizada, cujo valor se mantém constante para a mesma pressão de confinamento, apesar da tensão de desvio aumentar. Nesse sentido, não se consegue induzir um aumento preciso na pressão neutra, tal como realizado por Santos (2017), de modo a perceber se esse incremento resulta numa menor variação da porosidade.

O estado de tensão instalado em conjunto com a introdução de água pressurizada nos provetes induz alterações na pressão neutra que devem ser quantificadas, uma vez que as mesmas podem influenciar a permeabilidade dos provetes (Tabela 4).

Tabela 4 - Relação entre a tensão axial instalada (MPa) e a pressão neutra (kPa) em ordem à pressão de confinamento (MPa).

σ_x média (MPa)	σ_x média de ensaio (MPa)	P_u média (kPa)	P_u média de ensaio (kPa)
Pressão de confinamento P_c=10 MPa			
30	40,5	4	2,1
35		2,5	
40		1	
45		6	
50		1	
Pressão de confinamento P_c=20 MPa			
45	49	3,5	3,8
50		1	
55		10	
Pressão de confinamento P_c=30 MPa			
50	62,5	1	3,1
60		4,6	
65		0	
70		5	

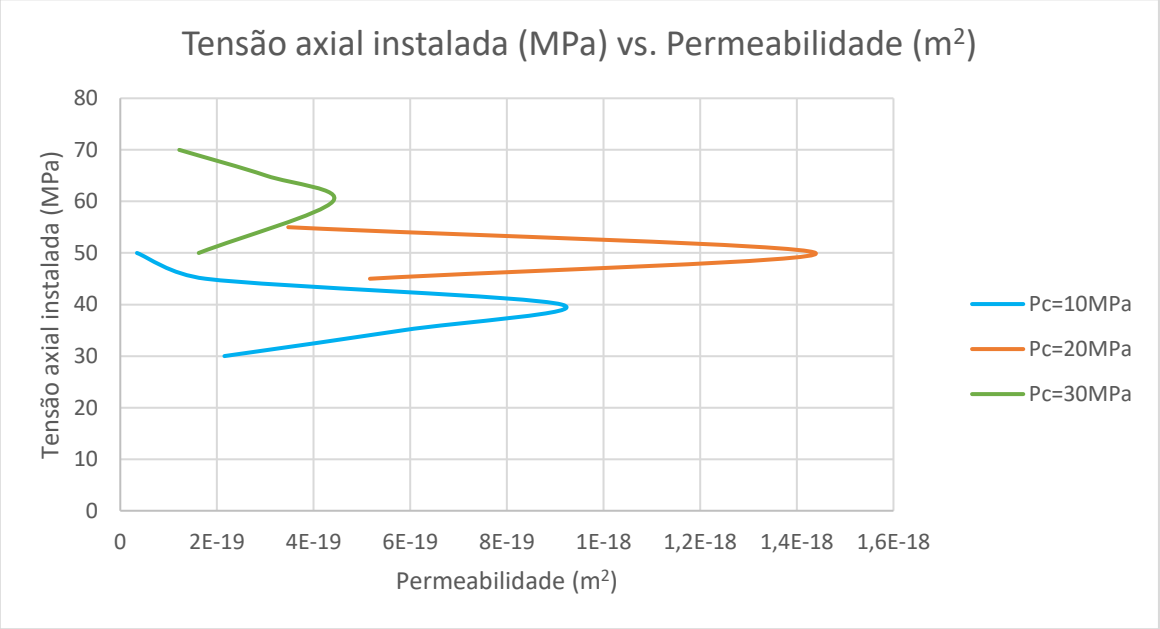
Observando a Tabela 4 verifica-se que a pressão neutra tem tendência a aumentar com o aumento da tensão axial instalada e da pressão de confinamento, sendo que o único intervalo onde essa conclusão não pode ser aferida é no intervalo 50-70 MPa de tensão axial instalada, uma vez que nessa fase já ocorreu o colapso primário dos poros, tal como evidenciado anteriormente e é onde ocorre o colapso dos poros de menor dimensão, cuja leitura da pressão

neutra é menor do que para os de maior dimensão. A redução da pressão neutra com o aumento da tensão a partir dos 50 MPa de tensão axial instalada indica que a rigidez dos provetes nesse intervalo de tensões diminui em relação a estados de tensão de menor magnitude, tal como concluído por Santos (2017) em calcários saturados testados a baixos estados de tensão em ensaios hidrostáticos.

4.2.4. Permeabilidade

Discutidos todos os aspetos relativos à relação da tensão axial instalada com as propriedades poroelásticas, resta abordar o comportamento que as propriedades de fluxo, nomeadamente a permeabilidade, apresentam perante a alteração do estado de tensão instalado.

A permeabilidade é determinada recorrendo à Lei de Darcy (Equação 7). A diferença de pressões utilizada dá-se entre a tensão axial instalada no início do ensaio drenado e a tensão axial instalada no final do mesmo, cerca de 24h depois. Os restantes parâmetros correspondem



a configurações geométricas dos provetes.

A Figura 37 traduz a relação entre a tensão axial instalada e a permeabilidade para os ensaios realizados na presente dissertação.

Observando a Figura 37, verifica-se que todos os ensaios elaborados apresentam um padrão idêntico. A permeabilidade sofre um incremento com o aumento da tensão axial instalada até ser atingida uma tensão de desvio de 30 MPa, após a qual decresce rapidamente com o aumento da tensão axial instalada, o que vai de encontro ao que foi referido no trabalho de Ferfera *et al*. (1997) acerca da evolução da permeabilidade com o estado de tensão instalado,

Figura 37 - Relação entre a tensão axial instalada (MPa) e a permeabilidade (m^2).

apresentado na Figura 16, regimes I e II, visto que os ensaios realizados se enquadram sempre no domínio elástico.

Na Figura 37 é possível observar que a permeabilidade segue uma tendência decrescente com o aumento da pressão de confinamento, o que se pode dever à redução do diâmetro de poros identificada por Santos (2017) e que a grande escala (elevado estado de tensão instalado) leva ao fecho dos poros de acordo com as conclusões obtidas por Santos (2017) em ensaios hidrostáticos a baixos estados de tensão, Fortin *et al*. (2005), Zhu *&* Wong (1997), David *et al*. (1994), Morita *et al*. (1984), Morita *et al*. (1992), Bruno *et al*. (1991), Holt (1990), Kilmer *et al*. (1987) e Yale (1984) em arenitos, Patching (1965) em carvões e Brace *et al*. (1968) em granitos *Westerly*.

Verifica-se que entre $\Delta\sigma_x$=20-30 MPa ocorrem aumentos na permeabilidade na ordem dos 76,4% para P_c=10MPa, 64,09% para P_c=20 MPa e 63,09% para P_c=30 MPa. A partir de $\Delta\sigma_x$=30 MPa observa-se (Figura 37), que ocorre uma redução em todas as pressões de confinamento, sendo que a permeabilidade decresce cerca de 96,22% para P_c=10 MPa, 75,84% para P_c=20 MPa e 72,25% para P_c=30 MPa. É possível afirmar que quanto maior for a pressão de confinamento, menor é a variação da permeabilidade, o que vai de encontro à conclusão de Santos (2017) no que toca à sensibilidade da permeabilidade ao estado de tensão instalado. As variações de permeabilidade observadas na Figura 38 podem ser igualmente explicadas pela competição de mecanismos evidenciados nos trabalhos de Jiang *et al*. (2010) e Hu *et al.* (2010), visto que, apesar de não se realizarem ensaios fora do domínio elástico, o elevado estado de tensão ao qual os provetes estão sujeitos pode iniciar uma pequena fase de propagação de microfraturas, que origina o aumento da permeabilidade com o incremento da tensão axial instalada, seguido da compactação dos poros, nomeadamente o colapso dos mesmos num processo que influencia a porosidade e a permeabilidade no sentido de as fazer decrescer em função do aumento da magnitude do estado de tensão.

A evolução da permeabilidade e da porosidade encontram-se bastante relacionadas, como os trabalhos de Olsson *&* Holcomb (2000), DiGiovanni *et al*. (2000), Vajdova *et al*. (2004) e Fortin *et al*. (2005) em arenitos o fazem antever. Nesse sentido, a análise da variação de ambas as propriedades com a extensão volumétrica é de óbvio interesse para a presente dissertação na medida em que o cumprimento do objetivo proposto vai coincidir com o estudo das mesmas.

Em relação à variação da permeabilidade com a extensão volumétrica, os trabalhos dos autores evidenciados acerca deste tema permitem concluir que os dois parâmetros apresentam uma correlação, apesar de não ser tão direta quanto a relação que a variação da porosidade e a extensão volumétrica evidenciam. A Figura 38 representa a relação entre a variação da permeabilidade e a extensão volumétrica nos ensaios realizados.

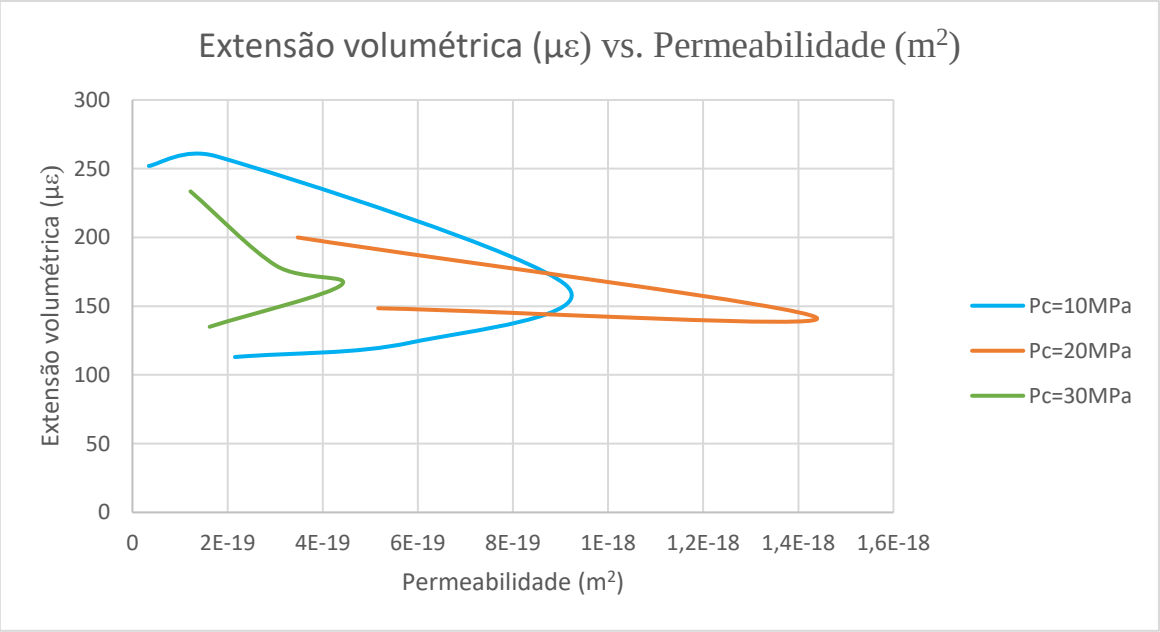


Figura 38 - Relação entre a extensão volumétrica (με) e a permeabilidade (m^2).

Observando a Figura 38, a permeabilidade apresenta uma variação com a extensão volumétrica idêntica à que apresenta com a tensão axial instalada, como é possível verificar comparando as Figuras 37 e 38.

A evolução estrutural dos poros, que levam ao seu estreitamento (Santos, 2017), encerramento (Fortin *et al*., 2005) e possível reabertura (Sulem & Ouffroukh, 2005) faz com que a variação da permeabilidade com a extensão volumétrica não seja tão linear quanto Guerreiro (2013) conclui, uma vez que os ensaios deste foram realizados para tensões muito inferiores às aplicadas neste trabalho.

Finalmente, observando a Figura 38, verifica-se que o ponto de inflexão em todas as retas apresentadas ocorre para um valor muito idêntico de extensão volumétrica dos provetes, independentemente da pressão de confinamento, o que significa que a mesma não exerce uma grande influência na permeabilidade das amostras. Isto significa que a permeabilidade é mais dependente das alterações do estado de tensão axial, representado pelas alterações à tensão axial instalada nos provetes, do que das alterações do estado de tensão radial, que neste caso é representado pelas alterações na pressão de confinamento ao longo dos ensaios.

Por outro lado, é expectável que a relação entre a permeabilidade e a variação da porosidade seja idêntica à que a primeira apresenta com a extensão volumétrica, uma vez que, como referido anteriormente, a extensão volumétrica e a variação da porosidade evidenciam uma relação de proporcionalidade direta. A Figura 39 traduz a relação entre a variação da porosidade e a variação da permeabilidade medidas para os ensaios realizados.

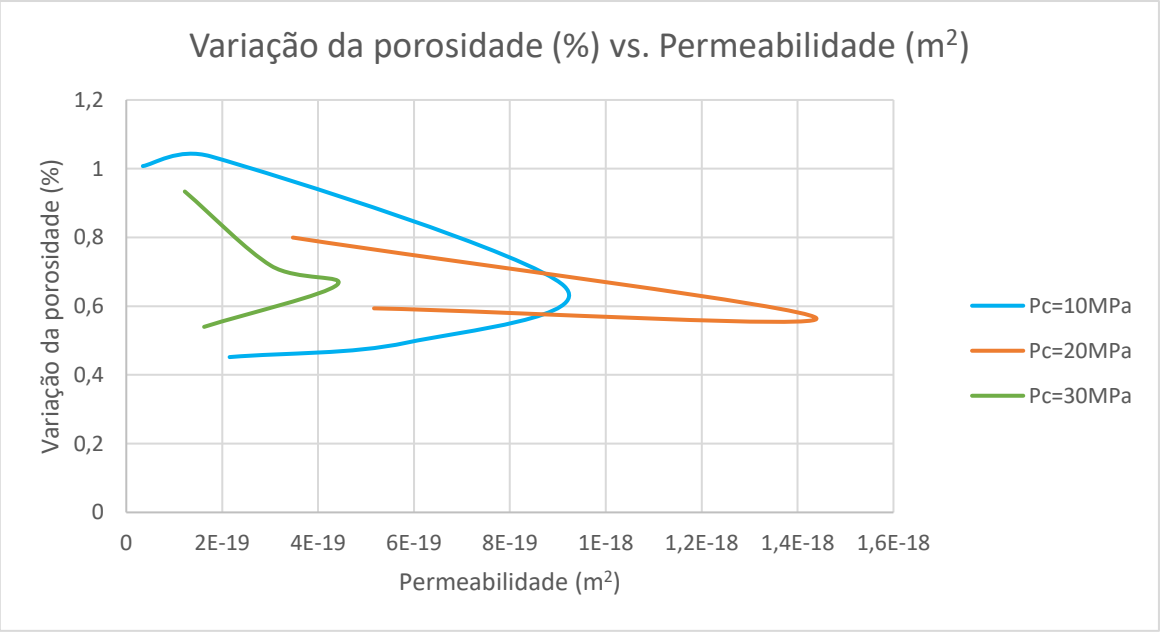


Figura 39 - Relação entre a variação da porosidade (%) e a permeabilidade (m^2).

Numa primeira fase, associada aos intervalos de tensão de desvio referidos para a relação entre a tensão axial instalada e a permeabilidade, a última aumenta com a redução da porosidade, muito devido à possível propagação de microfraturas assinaladas por Jiang *et al*. (2010) e Hu *et al*. (2010) numa fase inicial dos ensaios triaxiais e numa fase inicial de aplicação de carga. Após ser atingido o patamar de tensão de desvio de 30MPa, ocorre uma variação mais repentina da porosidade associada a uma redução igualmente acentuada na permeabilidade, o que vai de encontro às conclusões de Morris *et* al. (2003). A diminuição acentuada de ambos os fatores encontra-se associada à redução do volume total da amostra, como é possível verificar pelo aumento da extensão volumétrica após o patamar de tensão de desvio referido (Figura 35); e a um mecanismo idêntico ao rompimento dos grãos em arenitos, tal como concluído por DiGiovanni *et al*. (2000). As conclusões obtidas correspondem às evidenciadas por Zhu *&* Wong (1997), Guéguen *&* Dienes (1989), Holcomb *&* Olsson (2003), Vajdova *et al*. (2004) e Fortin *et al*. (2005), em ensaios não hidrostáticos com pressões de confinamento de 12 e 30 MPa.

Através da Figura 38 verifica-se que a permeabilidade é influenciada pela extensão volumétrica, assim como a porosidade o é (Figura 39). Verifica-se que a variação da porosidade se encontra relacionada com a permeabilidade, pelo que é expectável que a pressão neutra, que influencia a porosidade das amostras, influencie igualmente a permeabilidade. De modo a estudar a relação entre os últimos parâmetros referidos, elabora-se a Tabela 5.

Tabela 5 - Relação entre a pressão neutra e a permeabilidade em ordem à pressão de confinamento.

P_u média (kPa)	P_u média de ensaio (kPa)	k média (m^2)	k média de ensaio (m^2)
Pressão de confinamento P_c=10 MPa			
4	2,1	$2,2x10^{-19}$	$5,4x10^{-19}$
2,5		$5,9x10^{-19}$	
1		$9,1x10^{-19}$	
6		$1,8x10^{-19}$	
1		$3,5x10^{-20}$	
Pressão de confinamento P_c=20 MPa			
3,5	3,8	$5,2x10^{-19}$	$8,5x10^{-19}$
1		$1,4x10^{-18}$	
10		$3,5x10^{-19}$	
Pressão de confinamento P_c=30 MPa			
1	3,1	$1,6x10^{-19}$	$2,9x10^{-19}$
4,6		$4,4x10^{-19}$	
0		$3x10^{-19}$	
5		$1,2x10^{-19}$	

Observando os valores médios de ensaio presentes na Tabela 5, verifica-se que a permeabilidade aumenta com o incremento da pressão neutra, apesar de nem sempre esse fenómeno ocorrer durante os ensaios. Devido ao colapso primário dos poros evidenciado nos intervalos de tensão axial instalada referidos anteriormente, a pressão neutra sofre um decréscimo entre P_c=20 MPa e P_c=30 MPa, o que origina um decréscimo na permeabilidade. Assim sendo, as conclusões obtidas por Zhu & Wong (1997), Vajdova *et al*. (2004), Fortin *et al*. (2005) e Sulem & Ouffroukh (2005) em arenitos e por Jia-Jyun *et al*. (2010) em xistos acerca do decréscimo da permeabilidade associada ao fenómeno de colapso dos poros devido ao aumento da tortuosidade e consequente percurso do fluido no interior das amostras é partilhada na presente discussão dos resultados obtidos.

Comparando os resultados obtidos por Santos (2017) para a relação entre a pressão neutra e a permeabilidade com os obtidos na presente dissertação, verifica-se que o autor determina que, para a mesma pressão de confinamento (considere-se 1 MPa) e alterando a pressão neutra para o dobro (de 300 para 600 kPa), o incremento na permeabilidade é na ordem dos 18,77%. Observando a Tabela 5, verifica-se que para uma pressão de confinamento 10 vezes superior e para uma diferença máxima de pressão neutra de 5 kPa, o incremento na permeabilidade é na ordem dos 80%. No entanto, devido aos problemas de medição de pressão neutra já referidos, os resultados também apontam que, para a mesma diferença de pressão neutra (5 kPa), a permeabilidade pode reduzir cerca de 81%, tornando por isso os resultados obtidos na presente dissertação como meramente representativos do que pode ocorrer acerca da influência da pressão neutra na permeabilidade.

Concluída a apresentação e a discussão dos resultados obtidos nos ensaios triaxiais realizados, procede-se agora à conclusão que se retira desses mesmos resultados, seguida de uma breve referência a possíveis trabalhos futuros relacionados com este tema.

5. Conclusão e trabalhos futuros

5.1. Conclusão

No que toca aos resultados obtidos para os ensaios triaxiais para elevados estados de tensão, nomeadamente para tensões axiais instaladas entre 20 e 70 MPa e pressões de confinamento de 10, 20 e 30 MPa, os valores obtidos para o Módulo de Young enquadram-se entre 70-73 GPa.

De um modo geral conclui-se que o Módulo de Young aumenta ligeiramente com o incremento da tensão axial instalada e da pressão de confinamento, apesar de não se verificar para P_c=30 MPa. Verificou-se que o colapso dos poros ocorre por duas vezes, sendo que o primário ocorre entre tensões de desvio de 25 e 35 MPa e o secundário entre tensões de desvio de 35 e 40 MPa. Fora dos intervalos referidos, a influência que a tensão axial instalada e a pressão de confinamento exercem no Módulo de Young é idêntica à obtida por Fortin *et al*. (2005), Guerreiro (2013) e Santos (2017).

Em relação ao coeficiente de Poisson, os resultados obtidos indicam que o mesmo não varia significativamente com o aumento da tensão axial instalada e da pressão de confinamento, apresentando um valor médio constante com o aumento do estado de tensão.

A variação da porosidade com o estado de tensão e com a extensão volumétrica é o objeto de estudo da presente dissertação, sendo que os resultados obtidos apontam para que, em ensaios triaxiais com estados de tensão não hidrostáticos de elevada magnitude, a porosidade e a extensão volumétrica encontram-se correlacionados. Os resultados obtidos nas condições de ensaio referidas vão ao encontro dos obtidos na bibliografia consultada. Por outro lado, verificou-se uma maior redução da porosidade quando a pressão de confinamento aumentava, bem como que a redução da mesma é mais acentuada para pressões de confinamento menores, o que se encontra em concordância com os resultados obtidos por Fortin *et al*. (2005) na sua segunda série de ensaios em arenitos.

Acerca da variação da permeabilidade com o estado de tensão atuante, conclui-se que a mesma aumenta com o incremento da tensão axial instalada, até que se atinja uma tensão de desvio de 30 MPa, associada à ocorrência do colapso dos poros. Após ser atingida a tensão de desvio referida, a permeabilidade decresce consistentemente com a tensão axial instalada, verificando-se o que é demonstrado por Ferfera *et al*. (1997). Por outro lado, verifica-se que a permeabilidade decresce com o aumento da pressão de confinamento, em concordância com a bibliografia consultada para rochas idênticas e não idênticas.

Em termos numéricos, a permeabilidade cresce cerca de 76,4% para P_c=10 MPa, 64,09% para P_c=20 MPa e 63,09% para P_c=30 MPa até que se atinja a tensão de desvio de 30 MPa. Atingido esse patamar de tensão, a permeabilidade decresce aproximadamente 96,22%; 75,84%

e 72,25% para pressões de confinamento de 10, 20 e 30 MPa, respetivamente. Daqui se conclui que a permeabilidade é menos sensível a alterações quanto maior for a pressão de confinamento, sendo que se verifica o mesmo em ensaios hidrostáticos a baixos estados de tensão, tal como evidenciado por Santos (2017).

Tal como se conclui que a permeabilidade e a extensão volumétrica apresentam correlações, o mesmo se pode afirmar acerca da primeira e da variação da porosidade. Com base nos resultados obtidos na presente dissertação, a permeabilidade aumenta com a redução da porosidade numa primeira fase devido aos fenómenos de propagação de micro-fracturas evidenciados por Jiang *et al*. (2010) e Hu *et al*. (2010). Após ser atingido o patamar de tensão de desvio relacionado com o colapso dos poros, a permeabilidade decresce rapidamente com a redução da porosidade, o que significa que as conclusões obtidas vão ao encontro das de Guéguen & Dienes (1989), Zhu & Wong (1997), Holcomb & Olsson (2003), Vajdova *et al*. (2004) e Fortin *et al*. (2005) para arenitos.

Finalmente, a variação da permeabilidade com a pressão neutra é igualmente abordada neste trabalho, concluindo-se que a primeira aumenta com o aumento da segunda, em concordância com os resultados de Santos (2017), embora de um modo não tão linear quanto o autor conclui para ensaios a baixos estados de tensão (Tabela 5).

Em termos gerais, conclui-se que os resultados obtidos para ensaios triaxiais a elevados estados de tensão em calcários saturados se encontram, na sua grande maioria, em concordância com a bibliografia consultada, nomeadamente com os trabalhos de Guerreiro (2013) e Santos (2017), realizados em provetes de material rochoso idêntico mas em condições de ensaio com estados de tensão muito inferiores.

5.2. Trabalhos futuros

Este subcapítulo pretende abordar alguns desenvolvimentos futuros que podem ser feitos no âmbito de aprofundar e confirmar os resultados obtidos na presente dissertação, uma vez que o futuro contributo neste tema é de extrema importância para o conhecimento da influência dos estados de tensão nas propriedades que maior informação fornecem acerca do comportamento das rochas face a esses estímulos. Nos desenvolvimentos que poderão ser feitos futuramente com o intuito de melhorar o presente estudo incluem-se:

- A melhoria do sistema de leitura das pressões neutras e da circulação do fluido injetado na célula triaxial, de modo a prevenir os erros ocorridos nas leituras desse parâmetro e assim confirmar de modo mais fidedigno os resultados obtidos na presente dissertação;
- Realizar ensaios triaxiais hidrostáticos com o intuito de fornecer uma melhor precisão no valor do Módulo de Young determinado e possibilitar a determinação dos parâmetros de compressibilidade dos poros;

- Utilizar outro tipo de materiais rochosos, uma vez que o estudo em causa na presente dissertação pode e deve-se estender a outro tipo de rochas, o que seria bastante útil na área de Engenharia de Minas, nomeadamente na Geomecânica e na Mecânica das Rochas, a fim de que as conclusões obtidas possam ser aplicadas a projetos de engenharia reais e servir como base a decisões de produtividade.

6. Referências bibliográficas

Ahr, W. M. (2008). “Geology of Carbonate Reservoir: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoir in carbonate rocks”. John Wiley & Sons, New Jersey, USA.

Al-Harty, A. A.; Al.Amri, R. M.; Shehata, W. M. (1999). “The porosity and engineering properties of vesicular basalt in Saudi Arabia”. Engineering Geology, Vol. 54, pp.313-320.

Brace, W. F. (1964). “Brittle fracture of rocks in state of stress in the earth’s crust”. Edited by W. R. Judd. American Elsevier Publishing Company, New York, pp.110-178.

Brace, W. F.; Paulding, Jr, B. W.; Scholz, C. (1966). “Dilatancy in the Fracture of Crystalline Rocks”. Journal of Geophysical Research, Vol. 71, No. 16.

Brace, W. F.; Walsh, J. B.; Frangos, W. T.; (1968). “Permeability of Granite under High Pressure”. Journal of Geophysical Research, Vol. 73, No. 6, pp. 2225-2236.

Brace, W. F. (1978). “A Note on Permeability Changes in Geologic Material Due to Stress”. Springer. Pure and Applied Geophysics, Vol. 116, pp. 627-630.

Bridgman, P. (1949). “Volume changes in the plastic stages of simple compression”. Journal of Applied Physics, Vol. 20, pp. 1241-1251.

Bruno, M. S.; Bovberg, C. A.; Nakagawa, F. M. (1991). “Anisotropic stress influence on permeability of weakly cemented sandstones”. Rock Mechanics as a Multidisciplinary Science, Roegiers (ed.), pp. 373-383.

Carvalho, A., M, G. (1996). “Geologia- Morfogénese e Sedimentogénese”. Universidade Aberta, Lisboa.

Carvalho, J. M. F.; Midões, C.; Machado, S.; Sampaio, J.; Costa, A.; Lisboa, V. (21 de Novembro de 2011). “Maciço Calcário Estremenho- Caracterização da Situação de Referência.”. Relatório Interno. LNEG. Lisboa.

David, C.; Wong, T.-F.; Zhu, W.; Zhang, J. (1994). “Laboratory Measurement of Compaction-induced Permeability Change in Porous Rocks: Implications for the Generation and Maintenance of Pore Pressure Excess in the Crust”. Pure and Applied Geophysics, Vol. 143, No. 1/2/3, pp. 425-456.

Davies, J. P.; Davies, D. K. (2001). “Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling”. SPE-71750-PA. Society of Petroleum Engineers.

DiGiovanni, A. A.; Fredrich, J. T.; Holcomb, D. J.; Olsson, W. A. (2000). “Micromechanics of compaction in an analogue reservoir sandstone”. Proceedings of the 4th North American Rock Mechanics Symposium, pp. 1153-1160. American Rock Mechanics Association, Seattle, Washington.

Dunn, M. L.; Ledbetter, H. (1995). “ Poisson’s ratio of porous and microcracked: theory and application to oxide superconductors”. Journal of Materials Research, 10(11). pp 2715-2722.

European Standard (2006). “Natural stone test methods- Determination of real density and apparent density, and of total and open porosity. European Committee for Standardization.

Evans, J. P.; Forster, C. B.; Goddard, J. V. (1997). “Permeability of fault-related rocks, and implications for hydraulic structure of fault”. Journal of Structural Geology, Vol. 19, pp.1393-1404.

Ferfera, F. M. R.; Sarda, J., -P.; Boutéca, M.; Vincké, O. (1997). “ Experimental study of monophasic permeability changes under various stress path”. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, No. 037.

Fischer, G. J.; Paterson, M. S. (1992). “Measurement of permeability and storage capacity in rocks during deformation at high temperature and pressure”. Fault Mechanics and Transport Porperties of Rocks, editado por Evans, B; Wong, T.-F., pp.213-252, Academic, San Diego, California.

Fjaer, E.; Holt, R.M.; Horsrud, P.; Raaen, A.M.; Risnes, R. (2008). “Petroleum related rock mechanics”. Elsevier. ISBN 978-0-444-50260-5.

Fortin, J.; Schubnel, A.; Guéguen, Y. (2005). “ Elastic wave velocities and permeability evolution during compaction of Bleurswiller sandstone”. Elsevier. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 42, pp. 873-889.

Gatlin, C. (1960). “Petroleum Engineering. Drilling and Well Completions”. Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J.

Gatto, H. G. (1984). “The effect of various states of stress on the permeability of Berea sandstone”. Tese de Mestrado, Texas A&M University, College Station.

Ghabezloo, S.; Sulem, J.; Guédon, S.; Martineau, F. (2008). “Effective stress law for the permeability of a limestone”. Elsevier. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 46, pp. 297-306.

Gomes, R. (2011). “Contributo para a caracterização geotécnica dos gabros da faixa Beringel-Beja”. Tese de Mestrado. Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, Lisboa.

Guéguen, Y.; Dienes, J. (1989). “Transport Properties of Rocks from Statistics and Percolation”. Mathematical Geology, Vol. 21, No. 1.

Guerreiro, S. (2013). “Investigação laboratorial no âmbito do estudo das propriedades poroelásticas das rochas”. Tese de mestrado. Instituto Superior Técnico, Lisboa.

Handin, J.; Hager, Jr., R. V.; Friedman, M.; Feather, J. N. (1963). “Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure: Pore pressure tests”. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin 47, pp. 717-755.

Heiland, J.; Raab, S. (2001). “Experimental investigation of the influence of differential stress on permeability of a lower Permian (Rotliegend) sandstone deformed in the brittle deformation field”. Physics and Chemistry of the Epeacharth, Part A- Solid Earth and Geodesy, Vol. 26, pp. 33-38.

Holcomb, D. J.; Olsson, W. A. (2000). “Compaction localization in porous rock”. Geophysical Research Letters, Vol. 27, No. 21, pp. 2537-3540.

Holcomb, D. J.; Olsson, W. A. (2003). “Compaction localization and fluid flow”. Journal of Geophysical Research, Vol. 108, No. B6, 2290.

Holt, R. M. (1989). “Permeability reduction induced by a non-hydrostatic stress field”. SPE 19595. 64th Annual Technical Conference, Society of Petroleum Engineers, San Antonio, Texas.

Holt, R. M. (1990). “Permeability Reduction Induced by a Nonhydrostatic Stress Field”. SPE Formation Evaluation 19595.

Holt, R. M.; Lehr, B. C.; Kenter, C. J. (2003). “In-situ porosity from cores: poroelastic correction for stress relief during coring”. Petrophysics, Vol. 44, pp. 253-261.

Hu, D. W.; Zhou, H.; Zhang, F.; Shao, J. F. (2010). “Evolution of poroelastic properties and permeability in damaged sandstone”. Elsevier. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 47, pp. 962-973.

Hu, D.; Zhou, H.; Shao, J.; Zhang, F. (2017). “Stress-induced permeability evolutions and erosion damage of porous rocks”. Elsevier. Porous Rock Fracture Mechanics, pp. 63-92.

ISRM (1978). “Suggested Methods for Determining the Strenght of Rock Materials in Triaxial Compression”.

ISRM (1979). “Suggested Methods for Determining the Uniaxial Compressive Strength and Deformability of Rock Materials”.

ISRM (1981). “Rock characterization. Testing and monitoring. ISRM suggested methods”. Brown, E. T. Ed. Comission on testing and monitoring. International Society for Rock Mechanics. Pergamon Press.

Jia-Jyun, D.; Hsu, J.-Y.; Wu, W.-J.; Shimamoto, T.; Hung, J.-H.; Yeh, E.-C.; Wu, Y.-H.; Sone, H. (2010). “Stress-dependence of the permeability and porosity of sandstone and shale from TCDP Hole-A”. Elsevier. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 47, pp. 1141-1157.

Jiang, T.; Shao, J. F.; Xu, W. Y.; Zhou, C. B. (2010). “Experimental investigation and micromechanical analysis of damage and permeability variation in brittle rocks”. Elsevier. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 47, pp. 703-713.

KERN & Sohn GmbH. (17/07/2015). “Operating instruction- EMB-V”. 72336, Balingen, Alemanha

Kilmer, N. H.; Morrow, N. R.; Pitman, J. K. (1987). “Pressure sensitivity of low permeability sandstones”. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 1, pp. 65--81.

Klein, E.; Baud, P.; Reuschlé, T.; Wong, T.-F. (2001). “Mechanical Behaviour and Failure Mode of Bentheim Sandstone Under Triaxial Compression”. Physics and Chemistry of the Earth, Part A- Solid Earth and Geodesy. Pergamon Press.

Kwon, O.; Kronenberg, A. K.; Gangi, A. F.; Johnson, B.; Herbert, B. E. (2004). “Permeability of ilite-bearing shale: 1. Anisotropy and effects of clay content and loading”. Journal of Geophysical Research, Vol. 109, No. B10

Lima, M. C. O.; Júnior, G.; Franco, D. R.; Stael, G. C.; Martins, R. S.; França, O. M.; Azeredo, R. B. V. (2015). “Petrophysical studies of north American carbonate rock samples and evaluation of pore-volume compressibility models”. Journal of Applied Geophysics, No. 123, pp. 256-266.

Lumb, P. (1983). “Engineering properties of fresh and decomposed igneous rocks from Hong Kong”. Engineering Geology, Vol. 19, pp.81-94.

Main, I. G.; Kwon, O.; Ngwenya, B. T.; Elphick, S. C. (2000). “Fault sealing deformation-band growth in porous sandstone”. Geology, Vol. 28, pp. 1131-1134.

Manuppella, G.; Barbosa, B.; Azerêdo, A. C.; Carvalho, J.; Crispim, J.; Machado, S.; Sampaio, J. (2006). “Notícia Explicativa da Folha 27-C Torres Novas”. Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação, Departamento de Geologia. Lisboa.

Matsushima, S. (1960). “On the flow and fracture of igneous rocks”. Disaster Prevention Research Institute, Kyoto University Bulletins, No.36, pp. 1-9.

Menéndez, B.; Zhu, W.; Wong, T.-F. (1996). “Micromechanics of brittle faulting and cataclastic flow in Berea sandstone”. Journal of Structural Geology, Vol. 18, pp. 1-16.

MOCAPOR Website. URL: http://www.mocapor.com/pt/catalogo/pedras/moleanos-beige. Visitado em 08/11/2017.

Mordecai, M.; Morris, L. H. (1971)."Na investigation into the changes of permeability occurring in a sandstone when failed under triaxial stress conditions". American Rock Mechanics Association. The 12th U.S. Symposium on Rock Mechanics, pp. 221-239.

Mori, T.; Tanaka, K. (1973). "Average stress in matrix and average elastic energy of materials with misfitting inclusions". Acta Metallurgica, 21 (5). pp. 571-574.

Morita, N.; Gray, K. E.; Srouji, F. A. A.; Jogi, P. N. (1984). "Rock property changes during reservoir compaction". SPE 13099. 59th Annual Society of Petroleum Engineers of AIME technical conference, Houston, Texas, USA.

Morita, N.; Gray, K. E.; Srouji, F. A. A.; Jogi, P. N. (1992). "Rock property changes during reservoir compaction". SPE 13099, Society of Petroleum Engineers, Vol. 7. SPE Formation Evaluation.

Morris, J. P.; Lomov, I. N.; Glenn, L. A. (2003). "A constitutive model for stress-induced permeability and porosity evolution of Berea sandstone". Journal of Geophysical Research, Vol. 108, No. B10.

Morrow, C. A.; Shi, L.; Byerlee, J. D. (1984). "Permeability of fault gouge under confining pressure and shear stress". Journal of Geophysical Research, Vol. 89, No. B5, pp. 3193-3200.

Narciso, J. (2015). "Previsão e modelação de pressão de poros utilizando velocidades sísmicas". Tese de mestrado. Instituto Superior Técnico, Lisboa.

Nelson, R. A. (1981). "A discussion of the approximation of subsurface (burial) stress conditions in laboratory experiments". Mechanical Behaviour of Crustal Rocks, The Handin Volume, Geophysics. Monogr. Ser., Vol. 24, editado por N. L. Carter, M. Friedman, J. M. Logan, D. W. Sterns, pp. 311-322. Washington D. C.

Oda, M.; Takemura, T.; Aoki, T. (2002). "Damage growth and permeability change in triaxial compression tests of Inada granite". Elsevier. Mechanics of Materials, Vol. 34, No. 6, pp. 313-331.

Ohle, E. L. (1951). "The influence of permeability on ore distribution in limestone and dolomite". Economic Geology, Vol. 46, 667.

Olsson, W. A.; Holcomb, D. J. (2000). "Compaction localization in porous rock". Geophysical Research Letters, Vol. 27, No. 21, pp. 3537-3540.

Olsson, W. A. (2000). "Origin of Lüders bands in deformed rock". Journal of Geophysical Research, Vol. 105, pp. 5931-5938.

Palchik, V. (1999). “Influence of porosity and elastic modulus on uniaxial compressive strength in soft brittle porous sandstones”. Rock Mechanics and Rock Engineering, 32, pp. 303-309.

Palchik, V; Hatzor, Y. H. (2000). “Correlation between mechanical strength and microstructural parameters of dolomites and limestones in the Judea group”. Israel. Israel Journal of Earth Sciences, 49, pp. 65-79.

Palchik, V.; Hatzor, Y. H. (2002). “Crack damage stress as a composite function of porosity and elastic matrix stiffness in dolomites and limestones”. Elsevier. Engineering Geology, 63, pp. 233-245.

Palchik, V. (2010). “Mechanical Behaviour of Carbonate Rocks at Crack Damage Stress Equal to Uniaxial Compressive Strength”. Rock Mechanics and Rock Engineering, 43, pp. 497-503.

Palchik, V. (2013). “Is there Link between the Type of the Volumetric Strain Curve and Elastic Constants, Porosity, Stress and Strain Characteristics?”. Rock Mechanics and Rock Engineering, 46, pp. 315-326.

Patching, T. H. (1965). “Variations in permeability of coal”. Proceedings in Rock Mechanics Symposium, TN 292-59C, Toronto.

Peach, C. J.; Spiers, C. J. (1996). “Influence of crystal plastic deformation on dilatancy and permeability development in synthetic salt rock”. Tectonophysics, Vol. 256, pp.101-128.

Peng, S. & Zhang, J. (2007). “Engineering Geology for Underground Rocks”. Springer.

Rees, S. (2013). “White Paper: Part One: Introduction to triaxial testing”. GDS Instruments, www.gdsinstruments.com. Visitado dia 18/09/2017.

Rhett, D. W.; Teufel, L. W. (1992). “ Stress path dependence of matrix permeability of North Sea sandstone reservoir rock”. The 33th U.S. Symposium on Rock Mechanics, pp. 345-354, American Rock Mechanics Association, Santa Fe, New Mexico.

Richart, F. E.; Brandtzaeg, A.; Brown, R. L. (1929). “The failure of plain and spirally reinforced concrete in compression”. University of Illinois Bulletin, Engineering Experiment Station, Vol. 190, No. 31, 74 pp.

Rodrigues, M. L. (1998). “Evolução geomorfológica quaternária e dinâmica actual- Aplicações ao ordenamento do território. Exemplos no Maciço Calcário Estremenho”. Dissertação de Doutoramento em Geografia Física. Faculdade de Letras da Universidade de Lisboa. Lisboa. 868 pp.

Ruistuen, H.; Teufel, L. W.; Rhett, D. (1999). “Influence of reservoir stress path on deformation and permeability of weakly cemented sandstone reservoir”. SPE Reservoir Evaluation, pp. 266-272.

Santos, T. (2017). “Estudo laboratorial das propriedades poroelásticas da rocha do calcário do Codaçal”. Tese de Mestrado. Instituto Superior Técnico. Lisboa

Scheidegger, A. E. (1974). “The Physics of Flow Through Porous Media”. University of Toronto Press, Toronto, 353 pp.

Schubnel, A.; Fortin, J.; Burlini, L.; Guéguen, Y. (2005). “Damage and elastic recovery of calcite-rich rocks deformed in the cataclastic regime”. Geological Society of London (special edition on High-strain Zones).

Scott, T.; Ma, Q.; Roegiers, J.-C. (1993). “Acoustic velocity changes during shear enhanced compaction of sandstone”. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, Vol.30, pp. 763-769.

Shao, J. F.; Zhou, H.; Chau, K. T. (2005). “Coupling between anisotropic damage and permeability variation in brittle rocks”. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, Vol. 29, pp. 1231-1247.

Shi, T.; Wang, C. Y. (1986). “Pore pressure generation in sedimentary basins: overloading versus aquathermal”. Journal of Geophysical Research, Vol. 92, No. B2, pp. 2153-2162.

Silva, A. C. (2004). “Petróleo e Gás”. Instituto Superior Técnico, Lisboa.

Somerton, W. H.; Söylemezoglu, I. M.; Dudley, R. C. (1975). “Effect of stress on Permeability of Coal”. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, Vol. 12, pp. 129-145. Pergamon Press, Great Britain.

Sulem, J.; Ouffroukh, H. (2005). “Shear banding in drained and undrained triaxial tests on a saturated sandstone: Porosity and permeability evolution”. Elsevier. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 43, pp. 292-310.

Vajdova, V.; Baud, P.; Wong, T.-F. (2004). “Permeability evolution during localized deformation in Bentheim sandstone”. Journal of Geophysical Research, Vol. 109, No. B1, 0406.

Vallejo, L.; Ferrer, M.; Ortuno, L. & Oteo, C. (2002). “Ingeniería Geológica”. Pearson Educación, S. A. Madrid.

Walsh, J. B. (1965). “The effect of cracks on the compressibility of rock”. Journal of Geophysical Research, Vol. 70.

Walsh, J. B. (1981). “Effect of Pore Pressure and Confining Pressure on Fracture Permeability”. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, Vol. 18, pp. 429-435. Pergamon Press, Ltd. Great Britain.

Wang, Q.; Ji, S. (2009). “Poisson’s ratio of crystalline rocks as a function of hydrostatic confining pressure”. Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 114 (B9).

Wong, T.-F.; David, C.; Zhu, W. (1997). “The transition from brittle faulting to cataclastic flow in porous sandstones: mechanical deformation”. Journal of Geophysical Research, Vol. 102, No. B2, pp. 3009-3025.

Yale, D. P. (1984). “Network Modeling of Flow, Storage and Deformation in Porous Rocks”. Tese de Doutoramento, Standford University, Standford, California.

Yu, C.; Ji, S.; Li, Q. (2016). “Effects of porosity on seismic velocities, elastic moduli and Poisson’s ratios of solid materials and rocks”. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 8. pp. 35-49.

Zhu, W.; Wong, T.-F. (1996). “Permeability reduction in a dilating rock: Network modeling of damage and tortuosity”. Geophysical Research Letters, Vol. 23, pp. 3099-3102.

Zhu, W.; Wong, T.-F. (1997). “The transition from brittle faulting to cataclastic flow: Permeability evolution”. Journal of Geophysical Research, Vol. 102, No. B2, pp. 3027-3041.

Zimmerman, R. W.; Sommerton, W. H.; King, M. S. (1986). “Compressibility of porous rocks”. Journal of Geophysical Research, Vol. 91, No. B12,. pp. 12,1765- 12,777

Zimmerman, R. W. (1991). “Compressibility of sandstones”. Elsevier Science Publishers, B. V., Amsterdão.

Zimmerman, R. W. (2000). “Implications of static poroelasticity for reservoir compaction”. American Rock Mechanics Association, 4th North American Rock Mechanics Symposium, Seattle, Washington.

Zoback, M. D.; Byerlee, J. D. (1975). “The Effect of Microcrack Dilatancy on the Permeability of Westerly Granite”. Journal of Geophysical Research, Vol. 80, No. 5, pp. 7

Anexo A – Dados da determinação da porosidade e dos ensaios triaxiais

Tabela A - Determinação da porosidade: medições geométricas dos provetes.

Provete	Altura (m)	Diâmetro (m)	Área de secção (m2)	Volume (m3)	Volume (cm3)
P1	0,07	0,05	2,3E-03	1,7E-04	167,5
P2	0,08	0,05	2,3E-03	1,8E-04	174,8
P3	0,07	0,05	2,3E-03	1,6E-04	156,2
P9	0,07	0,05	2,3E-03	1,7E-04	166,4
Médias	0,07	0,05	2,3E-03		

Tabela B - Determinação da porosidade: medições na balança eletrónica dos provetes com humidade natural.

Humidade natural					
Provete	**Peso humidade natural (g)**	**Peso em água (g)**	**Massa volúmica (g/cm3)**	**Volume de água deslocado (mL)**	**Volume de água deslocado (cm3)**
P1	423,6	261,7	2,6	171,4	171,4
P2	455,3	280,8	2,6	185,7	185,7
P3	400,1	246	2,6	128,6	128,6
P9	430,3	265,8	2,6	135,7	135,7
Médias			2,6		

Tabela C - Determinação da porosidade: medições na balança eletrónica dos provetes secos.

Seco								
Provete	**Peso seco (24h) (g)**	**Peso seco (48h) (g)**	**Peso seco (72h) (g)**	**Peso em água (g)**	**Massa volúmica (g/cm3)**	**Volume de água deslocado (mL)**	**Volume de água deslocado (cm3)**	**Conteúdo em água (%)**
P1	423,5	423,5	423,6	261,2	2,6	167,9	167,9	6
P2	455,2	455,2	455,3	280,8	2,6	175	175	7,5
P3	400,1	400	399,9	246,9	2,6	153,6	153,6	26,3
P9	430,3	430,1	430,2	266	2,6	160,7	160,7	9,5
Médias					2,6			12,3

Tabela D - Determinação da porosidade: medições na balança eletrónica dos provetes sem ar.

Sem ar					
Provete	Peso (3h) (g)	Peso em água (g)	Massa Volúmica (g/cm3)	Volume de água deslocado (mL)	Volume de água deslocado (cm3)
P1	424,3	261,3	2,6	171,4	171,4
P2	455,3	281	2,6	185,7	185,7
P3	400,1	247	2,6	160,7	160,7
P9	430,1	265,7	2,6	171,4	171,4
Médias			2,6		

Tabela E - Determinação da porosidade: medições na balança eletrónica dos provetes saturados.

Saturado																
Provete	**Peso (72h) (g)**	**Volume de água (mL)**	**Aumentou de peso?**	**Peso (96h) (g)**	**Aumentou de peso?**	**Diferença de pesos (g)**	**Peso em água (g)**	**Massa Volúmica (g/cm3)**	**Volume deslocado balança (mL)**	**Volume inicial (mL)**	**Volume de água deslocado (mL)**	**Volume de água deslocado (cm3)**	**Volume após deslocação (mL)**	**Volume final (mL)**	**Volume final (cm3)**	**Índice de vazios**
P1	429,3	410	1	429,4	1	0,1	266,5	2,6	164,3	420	149,4	149,4	569,4	410	410	0,2
P2	458	460	1	461,2	1	3,2	286,3	2,6	142,9	470	161,4	161,4	631,4	450	450	0,2
P3	405,1	410	1	405,3	1	0,2	251,6	2,6	150	410	165	165	575	410	410	0,7
P9	435,5	440	1	435,6	1	0,1	270,6	2,6	171,4	440	188,6	188,6	628,6	440	440	0,3
Médias			**1=SIM; 0=NÃO**		**1=SIM; 0=NÃO**			2,6								0,4

Tabela F - Determinação da massa volúmica aparente e da porosidade segundo a EN 1936 (2006).

Provete	Massa volúmica aparente (g/cm3)	Porosidade (%)
P1	2,6	3,6
P2	2,6	3,4
P3	2,6	3,6
P9	2,6	3,3
Médias	2,6	3,5

Tabela G - Provetes ensaiados e tensão axial instalada nos mesmos, em ordem à pressão de confinamento utilizada nos seus ensaios.

Provete	Tensão axial instalada (MPa)
Pressão de confinamento Pc=10MPa	
9	30
2	35
4	35
2	40
3	40
7	40
8	40
10	45
5	50
11	50
Pressão de confinamento Pc=20MPa	
3	45
8	45
2	50
4	50
7	55
Pressão de confinamento Pc=30MPa	
11	50
2	60
9	60
11	60
3	65
8	65
5	70
10	70

Tabela H - Parâmetros determinados nos ensaios drenados e não drenados discriminados (em ordem à pressão de confinamento).

Provete	σ_{desvio} (MPa)	E (MPa)	E (GPa)	E médio (GPa)	E médio de ensaio (GPa)	ν	ν médio	ν médio de ensaio	Q (m^3/h)	Q médio (m^3/h)	k (m^2)	k médio (m^2)	k médio de ensaio (m^2)
Pressão de confinamento 10MPa													
9	20	70877	70,9	70,9	71,2	0,3	0,3	0,3	$1,8x10^{-7}$	$1,8x10^{-7}$	$2,2x10^{-19}$	$2,2x10^{-19}$	$5,4x10^{-19}$
2	25	83482	83,5	75,9		0,3	0,3		$2,1x10^{-7}$	$2,8x10^{-7}$	$7,8x10^{-19}$	$5,9x10^{-19}$	
4	25	68426	68,4			0,3			$3,7x10^{-7}$		$3,9x10^{-19}$		
2	30	74618	74,6	71,2		0,3	0,3		$9,8x10^{-7}$	$5,5x10^{-7}$	$2,7x10^{-18}$	$9,1x10^{-19}$	
3	30	66923	66,9			0,3			$4,6x10^{-7}$		$2,2x10^{-19}$		
7	30	78022	78			0,3			$3,8x10^{-7}$		$3,2x10^{-19}$		
8	30	65425	65,4			0,3			$3,7x10^{-7}$		$4,3x10^{-19}$		
10	35	63859	63,9	63,9		0,3	0,3		$1,6x10^{-7}$	$1,5x10^{-7}$	$1,8x10^{-19}$	$1,8x10^{-19}$	
5	40	72277	72,3	70,4		0,3	0,3		$2,4x10^{-8}$	$6x10^{-8}$	$2,4x10^{-20}$	$3,5x10^{-20}$	
11	40	68570	68,6			0,3			$9,6x10^{-8}$		$1,1x10^{-19}$		
Pressão de confinamento 20MPa													
3	25	69405	69,4	69,5	73	0,3	0,3	0,3	$6,5x10^{-7}$	$5,9x10^{-7}$	$4,6x10^{-19}$	$5,2x10^{-19}$	$8,5x10^{-19}$
8	25	69644	69,6			0,3			$5,3x10^{-7}$		$5,7x10^{-19}$		
2	30	82106	82,1	77		0,3	0,3		$1,1x10^{-6}$	$7,7x10^{-7}$	$2,4x10^{-18}$	$1,4x10^{-18}$	
4	30	71941	71,9			0,3			$4,7x10^{-7}$		$4,9x10^{-19}$		
7	35	71960	71,9	71,9		0,3	0,3		$3,4x10^{-7}$	$3,4x10^{-7}$	$3,5x10^{-19}$	$3,5x10^{-19}$	
Pressão de confinamento 30MPa													
11	20	74773	74,8	74,8	70,4	0,3	0,3	0,3	$1,4x10^{-7}$	$1,4x10^{-7}$	$1,6x10^{-19}$	$1,6x10^{-19}$	$2,9x10^{-19}$
2	30	75046	75	70,3		0,3	0,3		$4x10^{-7}$	$4,7x10^{-7}$	$2,9x10^{-19}$	$4,4x10^{-19}$	
9	30	68302	68,3			0,3			$1x10^{-7}$		$8x10^{-20}$		
11	30	67424	67,4			0,3			$9x10^{-7}$		$9,5x10^{-19}$		
3	35	70396	70,4	71,3		0,3	0,3		$9,7x10^{-7}$	$4,9x10^{-7}$	$5,8x10^{-19}$	$3x10^{-19}$	
8	35	72162	72,2			0,3			$2,5x10^{-8}$		$2,2x10^{-20}$		
5	40	70230	70,2	67,6		0,3	0,3		$1,6x10^{-7}$	$1,4x10^{-7}$	$1,4x10^{-19}$	$1,2x10^{-19}$	
10	40	65029	65			0,3			$1,1x10^{-7}$		$1,1x10^{-19}$		

Tabela I - Continuação da Tabela H.

Provete	Volume de água (mL)	Volume de água do ensaio (mL)	ε_{Vol}	ε_{Vol} médio	ε_{Vol} média do ensaio	ε_v	ε_v médio	ε_v média do ensaio	ε_h	ε_h média	ε_h média do ensaio	P_u (MPa)	P_u média (MPa)	P_u média do ensaio (MPa)	$\Delta\Phi$ (%)	$\Delta\Phi$ (%) média do ensaio
Pressão de confinamento 10MPa																
9	4,2	5,3	113	113	178,2	285	285	426,4	-86	-86	-124,1	0,004	0,004	0,0021	0,5	0,7
2	0,8		106	123,5		306	327,5		-100	-102		0,005	0,0025		0,4	
4	9,1		141			349			-104			0			0,6	
2	4,9		159	164,8		397	410,3		-119	-122,8		0	0,001		0,6	
3	9,7		164			422			-129			0			0,7	
7	9,2		124			376			-126			0			0,5	
8	8,5		212			446			-117			0,004			0,9	
10	3,8		259	259		539	539		-140	-140		0,006	0,006		1	
5	0,6		234	252		544	572		-155	-160		0,001	0,001		0,9	
11	2,3		270			600			-165			0,001			1,1	
Pressão de confinamento 20MPa																
3	13,2	9,7	142	148,5	156	354	356,5	385,4	-106	-104	-114,8	0	0,0035	0,0038	0,6	0,6
8	12,2		155			359			-102			0,007			0,6	
2	5,3		143	141,5		363	370,5		-110	-114,5		0,001	0,001		0,6	
4	10		140			378			-119			0,001			0,6	
7	7,7		200	200		474	474		-137	-137		0,01	0,01		0,8	
Pressão de confinamento 30MPa																
11	3,4	8,1	135	135	182,3	319	319	448,8	-92	-92	-133,3	0,001	0,001	0,0031	0,5	0,7
2	9,4		159	165,7		401	415		-121	-124,7		0,001	0,0047		0,6	
9	2,4		162			418			-128			0,004			0,7	
11	21,7		176			426			-125			0,009			0,7	
3	20,8		182	179,5		474	465,5		-146	-143		0	0		0,7	
8	0,6		177			457			-140			0			0,7	
5	3,8		224	233,5		504	547,5		-140	-157		0,001	0,005		0,9	
10	2,5		243			591			-174			0,009			1	

Tabela J - Parâmetros determinados através dos dados dos ensaios drenados e não drenados.

Provete	σ_{desvio} (MPa)	$E_{médio}$ (GPa)	υ	$Q_{médio}$ (m^3/h)	$k_{médio}$ (m^2)	ε_v (με)	ε_h (με)	ε_V (με)	P_u (MPa)	V_{bureta} (mL)	$\Delta\Phi$ (%)
Pressão de confinamento Pc=10MPa											
9	30,5	72,7	0,3	$3,2x10^{-7}$	$5,4x10^{-19}$	426,4	-124,1	178,2	0,0021	5,3	0,7
2											
4											
2											
3											
7											
8											
10											
5											
11											
Pressão de confinamento Pc=20MPa											
3	29	74,5	0,3	$6,1x10^{-7}$	$8,5x10^{-19}$	385,6	-114,8	156	0,0038	9,7	0,6
8											
2											
4											
7											
Pressão de confinamento Pc=30MPa											
11	32,5	70,4	0,3	$3,5x10^{-7}$	$2,9x10^{-19}$	448,8	-133,3	182,3	0,0031	8,1	0,7
2											
9											
11											
3											
8											
5											
10											

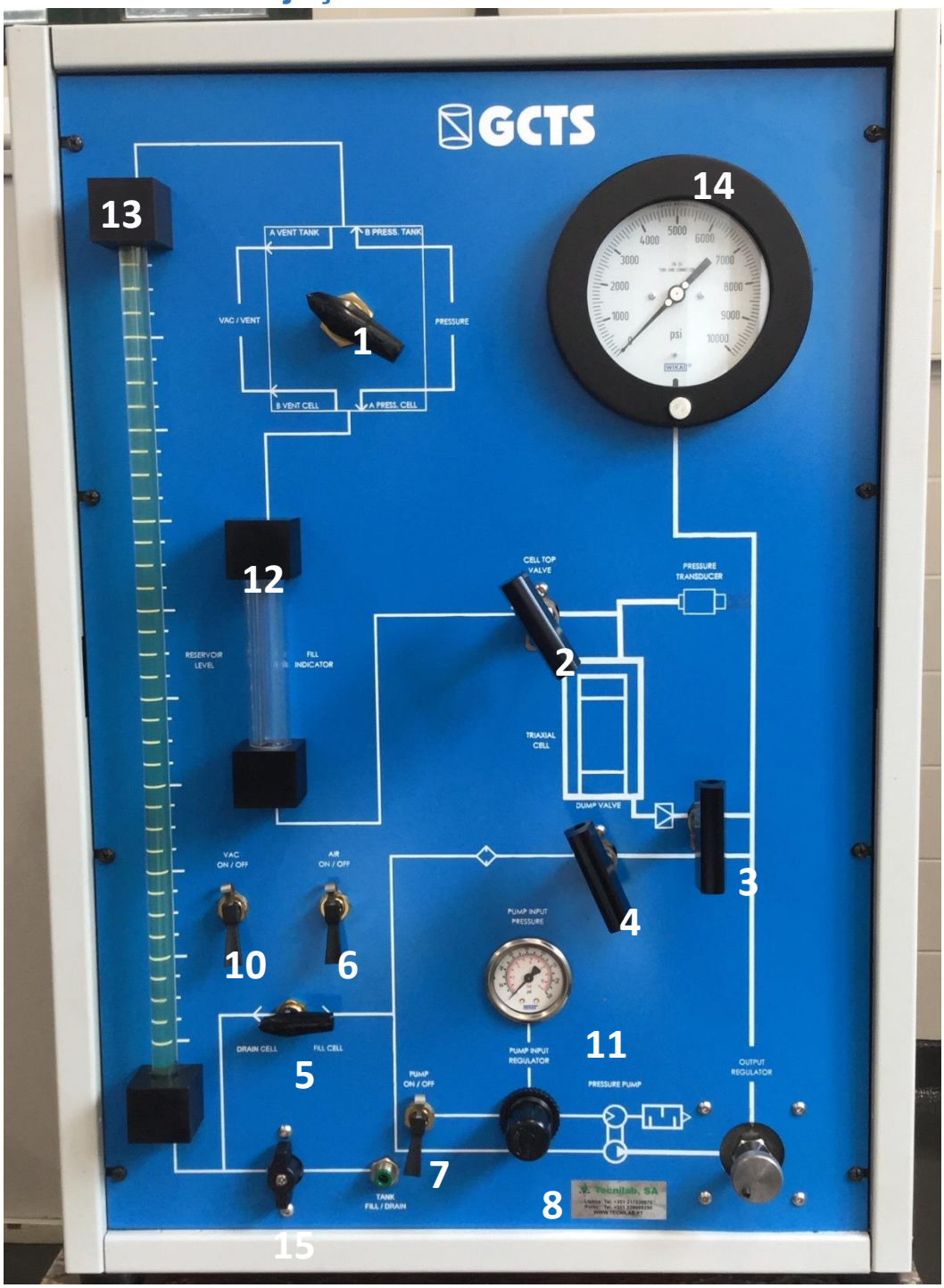
Tabela K - Parâmetros determinados nos ensaios drenados e não drenados discriminados (em ordem à tensão axial instalada).

Provete	P_c (MPa)	P_c média (MPa)	E (MPa)	E (GPa)	E médio (GPa)	E médio do ensaio (GPa)	v	v médio	v médio de ensaio	Q (m^3/h)	$Q_{médio}$ (m^3/h)
Tensão axial instalada 30MPa											
9	10	10	70877	70,9	70,9	70,9	0,3	0,3	0,3	$1,8x10^{-7}$	$1,8x10^{-7}$
Tensão axial instalada 35MPa											
2	10	10	83482	83,5	75,9	75,9	0,3	0,3	0,3	$2,1x10^{-7}$	$2,9x10^{-7}$
4	10		68426	68,4			0,3			$3,7x10^{-7}$	
Tensão instalada 40MPa											
2	10	10	74618	74,6	71,2	71,2	0,3	0,3	0,3	$9,8x10^{-7}$	$5,5x10^{-7}$
3	10		66923	66,9			0,3			$4,6x10^{-7}$	
7	10		78022	78			0,3			$3,8x10^{-7}$	
8	10		65425	65			0,3			$3,7x10^{-7}$	
Tensão axial instalada 45MPa											
10	10	16,7	63859	63,9	63,9	67,6	0,3	0,3	0,3	$1,5x10^{-7}$	$1,5x10^{-7}$
3	20		69405	69,4	69,5		0,3	0,3		$6,5x10^{-7}$	$5,9x10^{-7}$
8	20		69644	69,6			0,3	0,3		$5,3x10^{-7}$	
Tensão axial instalada 50MPa											
5	10	18	72277	72,3	70,4	73,9	0,3	0,3	0,3	$2,4x10^{-8}$	$5,9x10^{-8}$
11	10		68570	68,6			0,3			$9,6x10^{-8}$	
2	20		82106	82,1	77		0,3	0,3		$1,1x10^{-7}$	$2,9x10^{-7}$
4	20		71941	71,9			0,3			$4,7x10^{-7}$	
11	30		74733	74,7	74,7		0,3	0,3		$1,4x10^{-7}$	$1,4x10^{-7}$
Tensão axial instalada 55MPa											
7	20	20	71960	71,9	71,9	71,9	0,3	0,3	0,3	$3,4x10^{-7}$	$3,4x10^{-7}$
Tensão axial instalada 60MPa											
2	30	30	75046	75	70,3	70,3	0,3	0,3	0,3	$4x10^{-7}$	$4,7x10^{-7}$
9	30		68302	68			0,3			$1x10^{-7}$	
11	30		67424	67,4			0,3			$9x10^{-7}$	
Tensão axial instalada 65MPa											
3	30	30	70396	70,4	71,3	71,3	0,3	0,3	0,3	$9,7x10^{-7}$	$4,9x10^{-7}$
8	30		72162	72,2			0,3			$2,5x10^{-8}$	
Tensão axial instalada 70MPa											
5	30	30	70230	70,2	67,6	67,6	0,3	0,3	0,3	$1,6x10^{-7}$	$1,4x10^{-7}$
10	30		65029	65			0,3	0,3		$1,1x10^{-7}$	

Tabela L - Continuação da Tabela K.

Provete	k (m^2)	k médio (m^2)	k médio do ensaio (m^2)	ε_v	ε_v médio	ε_v médio do ensaio	P_u (MPa)	P_u médio (MPa)	P_u médio de ensaio (MPa)	ΔΦ (%)	ΔΦ médio do ensaio(%)
Tensão axial instalada 30MPa											
9	$2,2x10^{-19}$	$2,2x10^{-19}$	$2,2x10^{-19}$	113	113	113	0,004	0,004	0,004	0,5	0,5
Tensão axial instalada 35MPa											
2	$7,8x10^{-19}$	$5,9x10^{-19}$	$5,9x10^{-19}$	106	123,5	123,5	0,005	0,0025	0,0025	0,4	0,5
4	$3,9x10^{-19}$			141			0			0,6	
Tensão instalada 40MPa											
2	$2,7x10^{-18}$	$9,1x10^{-19}$	$9,1x10^{-19}$	159	164,8	164,8	0	0,001	0,001	0,6	0,7
3	$2,2x10^{-19}$			164			0			0,7	
7	$3,2x10^{-19}$			124			0			0,5	
8	$4,3x10^{-19}$			212			0,004			0,8	
Tensão axial instalada 45MPa											
10	$1,8x10^{-19}$	$1,8x10^{-19}$	$4x10^{-19}$	259	259	185,3	0,006	0,006	0,00433	1	0,7
3	$4,6x10^{-19}$	$5,2x10^{-19}$		142	148,5		0	0,0035		0,6	
8	$5,7x10^{-19}$			155			0,007			0,6	
Tensão axial instalada 50MPa											
5	$2,4x10^{-20}$	$3,5x10^{-20}$	$6,4x10^{-19}$	234	252	184,4	0,001	0,001	0,001	0,9	0,7
11	$1,1x10^{-19}$			270			0,001			1,1	
2	$2,4x10^{-18}$	$1,4x10^{-18}$		143	141,5		0,001	0,001		0,6	
4	$4,9x10^{-19}$			140			0,001			0,6	
11	$1,6x10^{-19}$	$1,6x10^{-19}$		135	135		0,001	0,001		0,5	
Tensão axial instalada 55MPa											
7	$3,5x10^{-19}$	$3,5x10^{-19}$	$3,5x10^{-19}$	200	200	200	0,01	0,01	0,01	0,8	0,8
Tensão axial instalada 60MPa											
2	$2,9x10^{-19}$	$4,4x10^{-19}$	$4,4x10^{-19}$	159	165,7	165,7	0,001	0,0047	0,0047	0,6	0,7
9	$8x10^{-20}$			162			0,004			0,6	
11	$9,5x10^{-19}$			176			0,009			0,7	
Tensão axial instalada 65MPa											
3	$5,8x10^{-19}$	$3x10^{-19}$	$3x10^{-19}$	182	179,5	179,5	0	0	0	0,7	0,7
8	$2,2x10^{-20}$			177			0			0,7	
Tensão axial instalada 70MPa											
5	$1,4x10^{-19}$	$1,2x10^{-19}$	$1,2x10^{-19}$	224	233,5	233,5	0,001	0,005	0,005	0,9	0,9
10	$1,1x10^{-19}$			243			0,009			1	

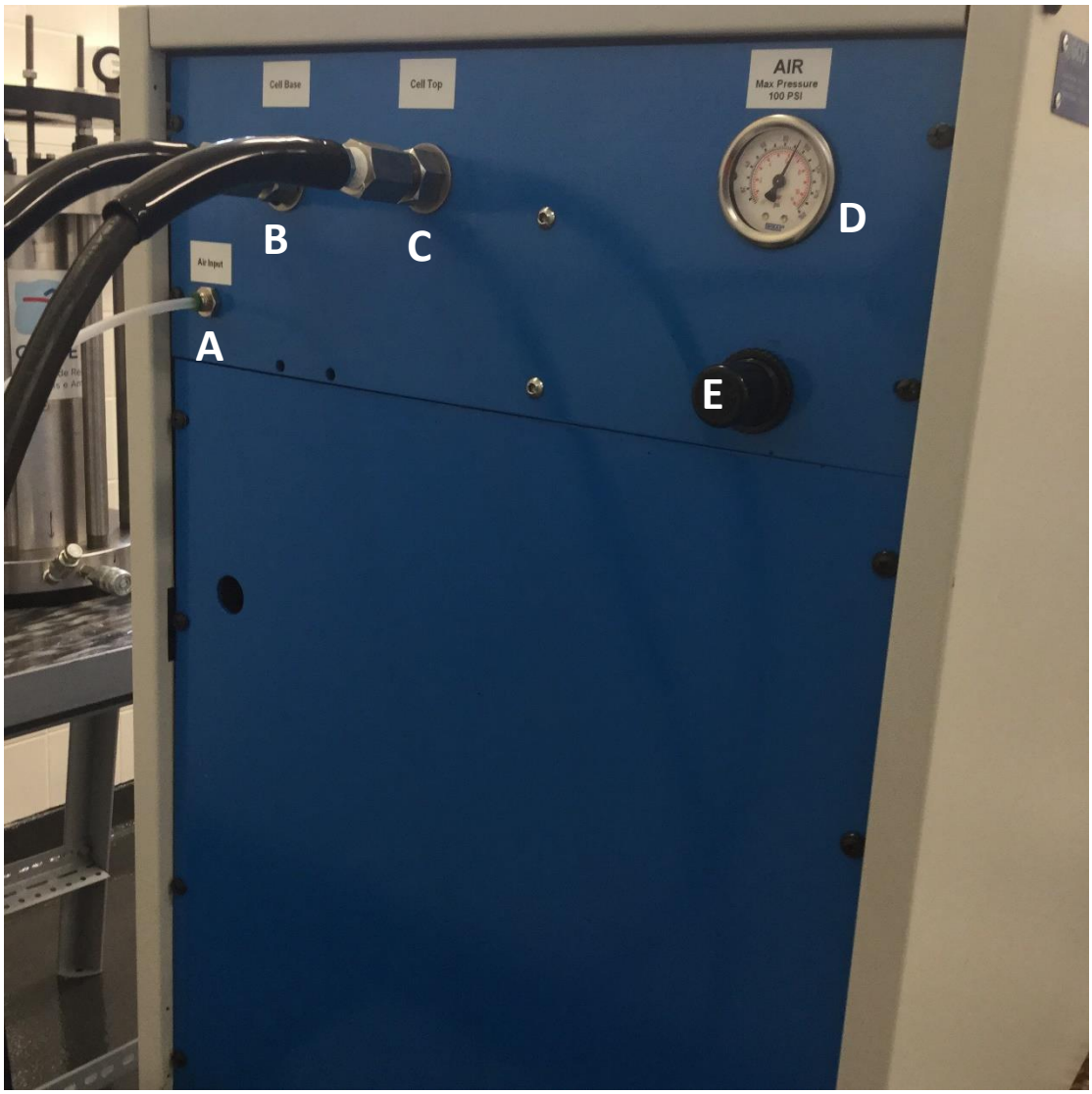
Anexo B – Descrição dos componentes da bomba hidráulica de injeção de óleo



1	Válvula pressão/retorno
2	Válvula do topo da célula
3	Válvula da base da célula
4	Válvula de descarga
5	Válvula enchimento/descarga
6	ON/OFF do ar comprimido
7	ON/OFF da bomba
8	Regulador da pressão de ar

9	Regulador de pressão hidráulica
10	ON/OFF de vácuo
11	Indicador de pressão de ar comprimido
12	Indicador de enchimento da célula
13	Nível de óleo no reservatório
14	Indicador de pressão aplicada
15	Válvula de enchimento do reservatório
16	Ligação para tubagem de enchimento

Figura B1 - Descrição dos componentes da parte dianteira do equipamento HPC-070C. Retirado do Manual de Instruções de HPC-070C.



A	Alimentação ar comprimido	D	Indicador de pressão da alimentação de ar comprimido
B	Mangueira base da célula		
C	Mangueira topo da célula	E	Regulador de alimentação de ar

Figura B2 - Descrição dos componentes da parte traseira do equipamento HPC-070C. Retirado do Manual de Instruções de HPC-070C.