

**Contribuição do Ensaio Edométrico para o Estudo da
Deformação em Reservatórios Petrolíferos**

João Filipe Amado Ribeiro

Dissertação para obtenção do Grau Mestre em
Engenharia de Petróleos

Mestrado em Engenharia de Petróleos

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

Presidente: Prof^a. Maria João Correia Colunas Pereira

Vogais: Prof^a. Doutora Maria Matilde Mourão de Oliveira
Carvalho Horta Costa e Silva

Prof. Doutor Gustavo André Paneiro

Novembro de 2015

AGRADECIMENTOS

A presente dissertação resulta do trabalho, apoio e colaboração de um conjunto de pessoas que contribuíram de diversas formas para a sua realização, dos quais não poderia deixar de expressar o meu agradecimento.

À Professora Doutora Matilde Costa e Silva, pela disponibilidade com que sempre me recebeu, apoio e experiência que demonstrou em todos os momentos.

Ao Eng.º Gustavo, pelo auxílio prestado em laboratório, e competência demonstrada no decorrer deste estudo.

Ao Eng.º João Silva pela colaboração neste estudo através da implementação do código que possibilitou o registo dos dados obtidos nos ensaios experimentais.

Ao meu colega José Carlos Gonçalves pelo apoio no esclarecimento de dúvidas no *software* utilizado.

À minha namorada Inês Prestes que sempre esteve ao meu lado durante esta fase, pelo companheirismo, incentivo e encorajamento em todos os momentos.

Por último e não menos importante um agradecimento muito especial aos meus pais e irmão pelo apoio incondicional, colaboração, paciência demonstrada e total ajuda na superação dos obstáculos que foram surgindo ao longo da minha vida.

RESUMO

A produção de fluidos de um reservatório petrolífero produz variações das pressões que podem afetar o estado de tensões e causar deformações na rocha reservatório bem como afetar as rochas adjacentes. A avaliação da compressibilidade das rochas reservatórios assume um papel de grande importância na medida em que permite obter uma previsão da deformação do reservatório por variação da pressão e assim minimizar efeitos desfavoráveis associados a este fenômeno.

Neste trabalho foram realizados ensaios edométricos, de uma rocha com potencial de reservatório submetida a uma carga vertical, por forma a avaliar a sua compactação. Trata-se portanto do ensaio experimental que melhor reproduz as condições em reservatório bem como a sua resposta face ao incremento de tensões efetivas em resposta à depleção do reservatório.

Através da aplicação do Software comercial Plaxis, que tem por base o método de elementos finitos, foi ainda criada uma simulação computacional do ensaio edométrico e avaliado a adequabilidade da sua utilização face aos resultados obtidos experimentalmente.

Para a concretização dos objetivos desta dissertação foi comparado os resultados da deformabilidade obtidos através do ensaio edométrico de uma amostra de um campo de gás real com dados de deformabilidade obtidos na monitorização do reservatório.

PALAVRAS-CHAVE: Compressibilidade, Subsidência, Ensaio edométrico, Pressão dos poros, Plaxis.

ABSTRACT

The fluid production in an oil reservoir induces variations of the pressures that can affect the stress state and cause deformation on reservoir rock and affect the surrounding rocks. The evaluation of the reservoir rocks compressibility plays an important role because it allows us to obtaining a prediction of reservoir deformation by pressure change; thereby it allows minimizing adverse effects associated with this phenomenon.

In this study oedometer tests were carried out on a potential reservoir rock subjected to a vertical load in order to evaluate its compressibility. It is the most acceptable experimental test to reproduce the reservoir conditions and their response to the increasing of effective stress due reservoir depletion.

From Plaxis, which is based on finite element method, it has created a computer simulation of oedometer test and evaluated the adequacy of its use when compared with experimental test results.

To achieve the objectives of this work the results of deformability obtained by oedometer test was compared to a real gas field deformability data.

KEYWORDS: Compressibility, Subsidence, Oedometer test, Pore Pressure, Plaxis.

INDICE

AGRADECIMENTOS.....	i
RESUMO	iii
ABSTRACT.....	v
INDICE	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	ix
ÍNDICE DE QUADROS.....	xiii
SIMBOLOGIA.....	xv
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos	3
1.2 Organização da dissertação	3
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
2.1 Mecanismo que origina a compactação e subsidência	5
2.2 Compactação - Fundamentos	6
2.3 Determinação da compressibilidade e subsidência	10
2.4 Monitorização	15
2.5 Efeitos da compressibilidade no comportamento do reservatório.....	18
2.6 Compressibilidade.....	19
3 MODELAÇÃO GEOMECÂNICA.....	22
3.1 Modelação numérica em geomecânica.....	24
3.1.1 Simulação de reservatórios.....	26
3.2 Ensaio utilizados na avaliação da compactação	29
3.2.1 Ensaio edométrico	35
3.3 Modelos constitutivos	37
3.3.1 Modelo Mohr-Coulomb	38
3.3.2 Modelo Hardening Soil	38
4 METODOLOGIA	40
4.1 Metodologia experimental.....	40
4.1.1 Preparação das amostras.....	40
4.1.2 Montagem do provete.....	41
4.1.3 Equipamento.....	42
4.1.4 <i>Software</i> de aquisição de dados.....	43
4.2 Metodologia da simulação do ensaio edométrico	44
4.2.1 Geometria e condições de fronteira mecânicas e hidráulicas	44

4.2.2	Caraterização da rocha	45
4.2.3	Processo de cálculo	46
4.3	Subsidência à escala real	47
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	48
5.1	Caso de estudo do reservatório Groningen.....	48
5.1.1	Coeficiente de compactação uniaxial – Reservatório Groningen.....	49
5.2	Ensaio edométrico	50
5.2.1	Varição do Índice de vazios.....	51
5.3	Comparação entre simulação numérica e resultados do ensaio edométrico.....	53
6	CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	58
6.1	Conclusões	58
6.2	Desenvolvimentos Futuros.....	59
7	BIBLIOGRAFIA.....	60
8	ANEXOS.....	66

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Compactação e subsidência.	1
Figura 1.2 Subsidência no campo Ekofisk. Redução do espaço de ar da plataforma no ano 1973 e 1986.	2
Figura 2.1 Ilustração esquemática das rochas com contribuição do estado de tensões nos reservatórios – <i>Overburden</i> , <i>underburden</i> e <i>sideburden</i>	6
Figura 2.2 Geometria para um problema de compactação.	6
Figura 2.3 Modelo de Terzaghi: (a) Modelo real; (b) Modelo físico; (c) Carregamento sem drenagem $t=0$; (d) configuração com drenagem, $t>0$; (e) estado final de equilíbrio.	7
Figura 2.4 Relação entre a compressibilidade (ψ^{-1}) e a pressão exercida (ψ) para os tipos de reservatórios mais comuns (Nagel, 2001).	8
Figura 2.5 Os valores teóricos da razão de perda de volume em função da razão entre a profundidade do reservatório com o raio do reservatório, calculados a partir do modelo de Geertsma's (1973).	14
Figura 2.6 Abordagem analítica (esquerda) e abordagem semi-analítica (direita) de Geerstma (adaptado de Capasso & Mantica, 2006).	14
Figura 2.7 Exemplo de mapa de deslocamento vertical obtido por InSAR.	16
Figura 2.8 Sísmica 4D (a) Traços Sísmicos, (b) Linha sísmica, (c) Volume sísmico.	17
Figura 2.9 Monitorização da compactação por disparo de marcadores radioativos (Doornhof, et al., 2006).	18
Figura 2.10 Velocidade de produção para o campo de Ekofisk com e sem compactação (Sulak & Danielsen, 1989).	19
Figura 2.11 Efeito da compactação natural sobre a porosidade (Rosa & Carvalho, 2006).	20
Figura 2.12 Curva de variação da porosidade em função da tensão efetiva vertical do reservatório Ekofisk.	21
Figura 3.1 Malha de elementos finitos apresentada no estudo Capasso & Mantica (2006).	28
Figura 3.2 Representação do topo do reservatório adotado no estudo Capasso & Mantica (2006).	28

Figura 3.3 Iso-linhas da subsidência expressas em cm: solução analítica (vermelho), solução semi-analítica (azul) e por MEF elasto-plástico (preto).....	28
Figura 3.4 - Coeficiente de compactação uniaxial, cm para rochas carbonatadas para tensões efetivas, σ'_z entre 10MPa a 20MPa (adaptado de Geertsma's , 1973).	30
Figura 3.5 Representação esquemática da aplicação de tensões e deformações no ensaio edométrico.....	29
Figura 3.6 Variação da porosidade em função da variação da pressão dos poros – Regime plástico e regime elástico (Sen & Settari, 2005).	31
Figura 3.7 Extrapolação da linha de tendência na velocidade de depleção em reservatório a partir da linha de tendência medida em laboratório.	33
Figura 3.8 Resultados de compactação no arenito segundo diferentes velocidades de carregamento. Em regiões designadas por I, uma velocidade de carregamento é de 2,100 bar / h e, em regiões designadas por II é aplicada uma velocidade de carregamento de 62 bar / h (Pruikma, et al., 2015).	34
Figura 3.9 Curva de assentamento vs tempo para um ensaio com 2 escalões de carga.	35
Figura 3.10 Variação de e em função da tensão efetiva vertical.....	36
Figura 4.1 Provetes de rocha utilizados no ensaio edométrico.	40
Figura 4.2 Esquema do ensaio edométrico.....	42
Figura 4.3 Prensa edométrica.....	43
Figura 4.4 Representação esquemática do controlo da carga aplicada pela prensa.	44
Figura 4.5 Representação esquemática das condições de fronteira.....	45
Figura 4.6 Malha de elementos finitos adotada com representação do carregamento aplicado..	45
Figura 4.7 Representação esquemática das condições de fronteira que restringem a passagem da água. As condições impostas impedem que ocorra drenagem da água para as faces laterais e possibilita a passagem de água nos topos.....	46
Figura 5.1 Registo da compactação e subsidência do reservatório de gás, Groningen ao longo da sua produção.....	48
Figura 5.2 Representação gráfica da pressão dos poros com a compactação verificada no reservatório de gás Groningen.....	50

Figura 5.3 Representação gráfica do índice de vazios em função da tensão efetiva determinado com base no ensaio edométrico. A ordenada na origem representa o índice de vazios inicial, e_0	51
Figura 5.4 Deslocamento axial do provete para segundo os escalões de carga aplicados (5,8KN, 11,6KN, 23,2KN, 23,2KN, 46,4KN, 92,8KN).....	52
Figura 5.5 Coeficientes de compactação uniaxial por escalão de carga. As amostras estão identificadas por #1,#2,#3, #4, #5 e #6.	52
Figura 5.6 Curva tensão/deformação do ensaio edométrico e simulação Plaxis – Amostra 1.	54
Figura 5.7 Curva tensão/deformação do ensaio edométrico e simulação Plaxis – Amostra 2.	55
Figura 5.8 Curva tensão/deformação do ensaio edométrico e simulação Plaxis – Amostra 3.	55
Figura 5.9 Curva tensão/deformação do ensaio edométrico e simulação Plaxis – Amostra 4.	56
Figura 5.10 Curva tensão/deformação do ensaio edométrico e simulação Plaxis – Amostra 5.	56
Figura 5.11 Curva tensão/deformação do ensaio edométrico e simulação Plaxis – Amostra 6.	57

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2.1 Características dos mais conhecidos reservatórios petrolíferos que conduziram à subsidência (adaptado de Nagel ,2001).....	9
Quadro 4.1 Plano de carregamento do ensaio edométrico.	42
Quadro 5.1 Comparação do assentamento do reservatório com os valores de subsidência medidos à superfície assumindo reservatório com espessura igual a 120m.....	49
Quadro 5.2 Comparação do assentamento do reservatório com os valores de subsidência medidos à superfície assumindo reservatório com espessura igual a 270m.....	49
Quadro 5.3 Índice de vazios das amostras.	51
Quadro 5.4 Coeficientes de compactação uniaxial médios determinados no edométrico - Amostras de calcário do codaçal.....	53
Quadro 5.5 Parâmetros de entrada do modelo Mohr-Coulomb – Simulação numérica do ensaio edométrico para a amostra 1.....	53
Quadro 5.6 Parâmetros de entrada do modelo Mohr-Coulomb – Simulação numérica do ensaio edométrico para a amostra 2.....	54
Quadro 5.7 Parâmetros de entrada do modelo Mohr-Coulomb – Simulação numérica do ensaio edométrico para a amostra 3.....	55
Quadro 5.8 Parâmetros de entrada do modelo Mohr-Coulomb – Simulação numérica do ensaio edométrico para a amostra 4.....	55
Quadro 5.9 Parâmetros de entrada do modelo Mohr-Coulomb – Simulação numérica do ensaio edométrico para a amostra 5.....	56
Quadro 5.10 Parâmetros de entrada do modelo Mohr-Coulomb – Simulação numérica do ensaio edométrico para a amostra 6.....	57

SIMBOLOGIA

Letras latinas

c_m	Coefficiente de compactação uniaxial (MPa^{-1})
m_v	Coefficiente de compressibilidade volumétrico (MPa^{-1})
c_r	Compressibilidade do grão da rocha (MPa^{-1})
c_b	Compressibilidade total da rocha (MPa^{-1})
c_p	Compressibilidade dos poros (MPa^{-1})
D	Profundidade
E	Módulo de elasticidade (GPa)
E_{ed}	Módulo de deformabilidade edométrico (GPa)
E_{ed}^{ref}	Módulo de deformabilidade edométrico tangente para tensão vertical igual à tensão de referência (p_{ref}) considerada igual a 100 KPa (parâmetro do modelo <i>Hardening Soil</i>)
e	Índice de vazios
e_0	Índice de vazios inicial
H_0	Espessura do reservatório
h_0	Altura inicial da amostra
K_r	Módulo de compressibilidade dos grãos da rocha (Mpa)
K_b	Módulo de compressibilidade dos grãos da rocha (Mpa)
m	Expoente relação de dependência da rigidez em relação ao nível de tensão (modelo constitutivo <i>Hardening Soil</i>)
P	Sobrecarga
u_z	Subsidência à superfície (m)
V_p	Volume de poros da rocha

Letras gregas

α	Coeficiente de Biot
σ'_v	Tensão vertical efetiva
β_1	Compressibilidade axial da rocha determinada a partir ensaio edométrico
β	Compressibilidade axial da rocha determinada a partir do ensaio hidrostático
ε	Deformação unitária
ψ	Ângulo de Dilatância
ν	Coeficiente de Poisson

1 INTRODUÇÃO

A subsidência causada pela extração de águas subterrâneas, petróleo e gás tem sido observada e estudada há mais de cem anos. Alguns dos primeiros exemplos mais conhecidos de subsidência devido à extração de águas subterrâneas são: Londres, Inglaterra (referido pela primeira vez em 1865), Osaka, Japão (referido pela primeira vez em 1885), e Cidade do México, México (referido pela primeira vez em 1929) (Leonid F. Khilyuk, 2000).

Muitas vezes, o movimento vertical descendente da superfície é o aspeto mais notável da subsidência, porém o movimento horizontal pode ser, em determinadas situações, igualmente importante (Mayuga, 1970).

O fenómeno de compactação corresponde à redução de volume da rocha reservatório decorrente da sua compressão, o que leva à diminuição da espessura do reservatório, principalmente na zona onde os poços produtores se localizam. A sua ocorrência conduz à deformação do reservatório que por sua vez pode levar ao movimento das camadas sobrejacentes, sendo este fenómeno denominado por subsidência.

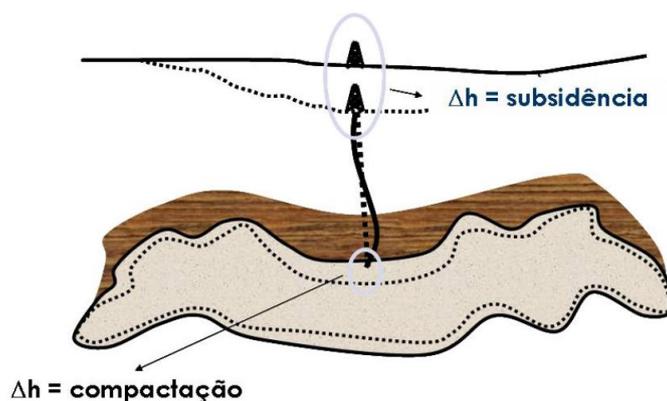


Figura 1.1 Compactação e subsidência (Pereira, 2007).

Grande parte dos reservatórios de óleo e gás sofre compactação, porém em grande parte das situações este valor é bastante reduzido, e a correspondente subsidência da superfície é desprezável. Todavia este fenómeno assume uma importante preocupação na indústria petrolífera pelo facto de ser responsável por importantes impactes ambientais, no que respeita ao agravamento do risco de inundações em operações terrestres, são exemplos os casos de Long Beach na Califórnia (Mayuga, 1970); Costa Bolívar na Venezuela (Finol & Sancevic, 1995); Ravenna em Itália (Teatini, et al., 2005), ou pelo agravamento da segurança das plataformas de produção em *offshore*, conforme observado no campo petrolífero Ekofisk no Mar do Norte (ver Figura 1.2) (Pemper, et al., 1998). Por outro lado, a compactação do reservatório petrolífero

pode resultar em deformações excessivas do revestimento do poço e, no limite, causar o seu colapso, podendo portanto ser responsável por graves problemas operacionais ligados à produção de hidrocarbonetos. Em diversos campos petrolíferos foram observados danos no revestimento do poço provocados por compactação da formação, nomeadamente, em reservatórios no Mar do Norte, Golfo do México, Kern County e Belridge na Califórnia, América do Sul, e Asia (Fredrich, et al., 2000).



Figura 1.2 Subsidiência no campo Ekofisk. Redução do espaço de ar da plataforma no ano 1973 e 1986 (Naveira, 2008).

As atividades de produção de petróleo e gás no campo de petróleo Goose Creek, no Texas, deram origem aos primeiros relatórios em resultado da subsidência tendo sido descritos por Pratt e Johnson no final dos anos 1910. Mais tarde, na década de 1920 o mesmo fenómeno foi observado no campo de petróleo Bolívar na Venezuela. A subsidência nos campos de petróleo de Wilmington e Ekofisk são dois dos exemplos mais conhecidos, devido à sua magnitude e aos custos de reparação. A subsidência do fundo do mar no campo de Ekofisk teve um efeito bem conhecido pela redução do espaço de ar (*air gap*) da plataforma (Figura 1.2).

Contudo, o impacto da subsidência não está relacionada apenas com a magnitude do movimento de superfície, mas pelo facto de, em determinadas condições, apresentar grandes impactes ambientais. No caso do campo de gás de Groningen, na Holanda, por exemplo, a subsidência observada da ordem de centímetros gerou, enorme preocupação (Kesteren, 1973), atendendo a que grande parte da Holanda está nominalmente abaixo do nível do mar e protegida por diques, vários centímetros de assentamento do solo podem ter consequências devastadoras. Deste modo, e na sequência dessas preocupações, a indústria petrolífera tem aplicado várias técnicas a fim de

estudar o fenómeno de compactação de reservatórios. Destas destacam-se a monitorização *in situ*, os ensaios em laboratório e simulação numérica.

1.1 Objetivos

Pretende-se com este trabalho contribuir para a discussão da adequabilidade de ensaios laboratoriais, como o edométrico, em estudos do fenómeno de compactação de reservatórios petrolíferos.

Na presente dissertação, aborda-se o fenómeno de compactação recorrendo à realização de ensaios edométricos em provetes de calcário saturado e em condições drenadas, por forma a avaliar as deformações ao longo e para diferentes carregamentos.

Através da aplicação do Software comercial Plaxis, pretendeu-se criar uma simulação computacional do ensaio edométrico, com o objetivo de comparar os resultados obtidos com os resultados adquiridos experimentalmente.

1.2 Organização da dissertação

Na presente dissertação definiu-se a seguinte organização:

Capítulo 1- Descreve o contexto em que foi elaborado o trabalho e a importância deste tipo de estudos na caracterização de reservatórios petrolíferos;

Capítulo 2 – Aborda os principais conceitos necessários à compreensão da dissertação;

Capítulo 3 – Apresenta uma breve descrição de alguns estudos realizados no âmbito da geomecânica aplicada à engenharia de petróleos, discutindo os resultados obtidos pela simulação numérica e pela experimentação;

Capítulo 4 – Descreve a metodologia para cada um dos métodos aplicados no estudo de compactação de rochas utilizados no presente estudo;

Capítulo 5 - Apresenta um caso de estudo de um reservatório de gás real donde é discutida aplicabilidade do ensaio edométrico na previsão da compactação ao nível do reservatório. Apresenta ainda os resultados obtidos neste trabalho referentes ao ensaio edométrico realizado assim como da simulação numérica do Plaxis;

Capítulo 6 - Apresenta as principais conclusões assim como as perspetivas de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Mecanismo que origina a compactação e subsidência

A extração de fluidos (água, gás ou óleo) de um reservatório petrolífero resulta na redução da pressão dos poros e consequente aumento da tensão efetiva no meio poroso. Este incremento de tensões na matriz rochosa provocará a compactação do reservatório que, por sua vez, pode levar à subsidência da superfície (FJÆR, et al., 2008).

A diminuição da pressão dos poros conduz a alterações do estado de tensão ao nível do reservatório que não só induzem a compactação e subsidência, mas também podem levar a mudanças no desempenho do fluxo dos fluidos. A permeabilidade pode alterar-se, assim como as direções dos caminhos preferenciais dos fluidos no interior do reservatório.

No entanto, a maioria dos reservatórios de petróleo e gás sofrem apenas um pequeno grau de compactação, e a subsidência correspondente na superfície será negligenciável. Enumeram-se alguns fatores que contribuem para o grau de subsidência:

- A produção pode induzir significativa queda da pressão dos poros no reservatório (a injeção de água poderá minimizar a compactação, mantendo a pressão dos poros);
- A rocha reservatório ser altamente compressível (compactação apresenta maior expressão em rochas brandas);
- O reservatório apresentar uma altura considerável.

Dake (1978) defende que a compactação do reservatório, assim como o efeito da subsidência superficial serão muito mais pronunciados em reservatórios superficiais (<1000 metros) e com maior porosidade do que nos reservatórios formados por arenitos mais competentes e mais profundos.

A importância da geometria do reservatório e as suas propriedades mecânicas bem como as das rochas adjacentes ao reservatório têm igualmente um papel importante na subsidência. As rochas acima do reservatório (*overburden*) (Figura 2.1) determinam o grau de transmissão de compactação do reservatório para a subsidência da superfície através da geometria, espessura e propriedades constitutivas. As rochas localizadas lateralmente ao reservatório (*sideburden*) influenciam a trajetória de tensões assim como o grau de compactação do reservatório. No caso das rochas *sideburden* apresentarem alta resistência, parte da carga do *overburden* é transferida ao *sideburden*, gerando desta forma efeito de arco. A rocha situada abaixo do reservatório (*underburden*) também apresenta grande influência no processo de compactação e subsidência. O efeito de arco é potenciado quando as rochas localizadas abaixo do reservatório são pouco deformáveis, assim seria de esperar que apenas alguns reservatórios fossem suscetíveis de

causar graves problemas de subsidência. Contudo, problemas originados por subsidência podem representar elevados impactes quer a nível ambiental quer a nível monetário o que torna necessário à indústria prever e controlar este fenómeno. A análise da subsidência irá apoiar na decisão da aplicação de técnicas de completação dos poços, projeção correta das plataformas e colocação de poços injetores (FJÆR, et al., 2008) a fim de minimizar possíveis impactes.

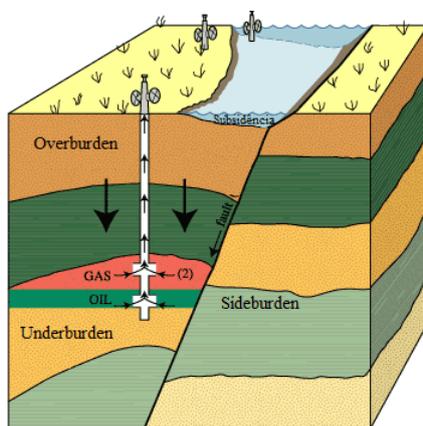


Figura 2.1 Ilustração esquemática das rochas com contribuição do estado de tensões nos reservatórios – *Overburden*, *underburden* e *sideburden* (Samier & Gennaro, 2007).

2.2 Compactação - Fundamentos

O fenómeno de compactação foi descrito por Terzaghi em 1943 para um meio poroso submetido a um carregamento vertical constante. Este problema pode ser estudado tomando como modelo uma camada de rocha porosa permeável saturada em água, com altura h e de grande largura assente numa base indeformável e impermeável submetida a um carregamento vertical (Figura 2.2) (Gomes, 2009).

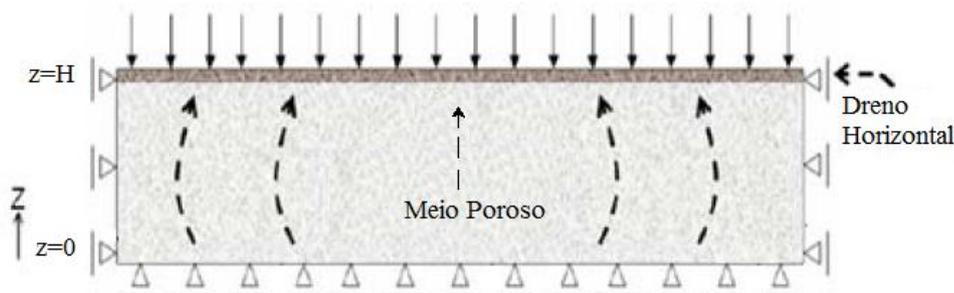


Figura 2.2 Geometria para um problema de compactação (Adaptado de Gomes, 2009).

Segundo o princípio da consolidação de Terzaghi a compressão de um solo saturado é estudada admitindo que a carga aplicada é distribuída para o esqueleto sólido e para a água que se encontra nos interstícios do material rochoso (poroso). O solo saturado é representado por uma

mola, que representa o esqueleto sólido, ligada a um pistão com uma válvula, modelando a saída de água durante o processo (Figura 2.3 a. b.).

No instante inicial do carregamento são geradas pressões de poros e o esqueleto sólido não se deforma, caracterizando a resposta não-drenada do solo, uma vez que no instante $t=0$ não há drenagem no sistema. Com o passar do tempo as pressões de poros dissipam-se, por drenagem da água através da válvula de controlo, levando a que a carga vá sendo distribuída para a mola (rocha) conduzindo à deformação do meio (Figura 2.3 c. d. e.).

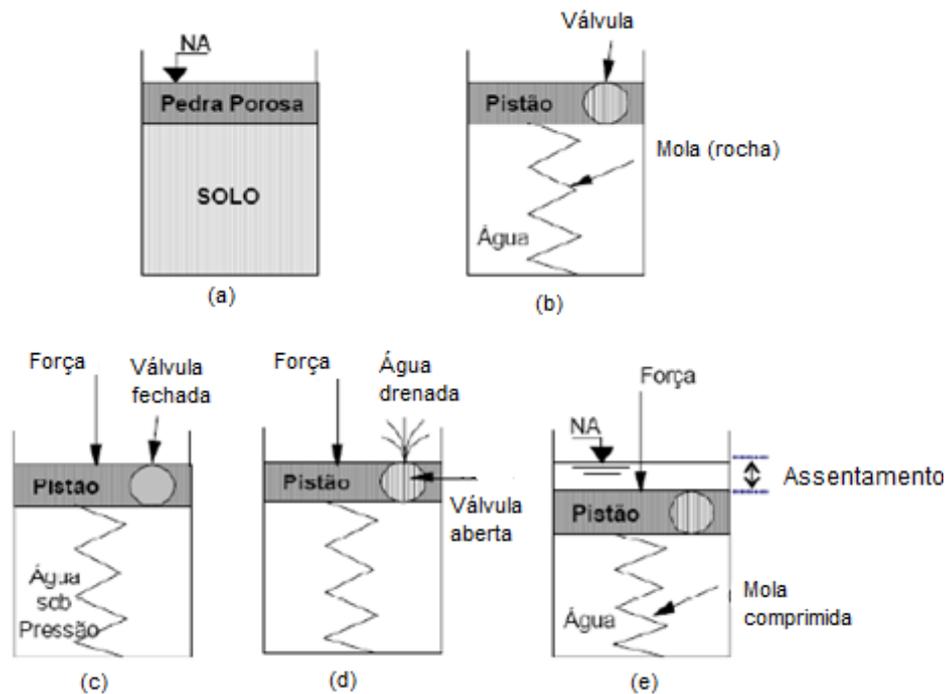


Figura 2.3 Modelo de Terzaghi: (a) Modelo real; (b) Modelo físico; (c) Carregamento sem drenagem $t=0$; (d) configuração com drenagem, $t > 0$; (e) estado final de equilíbrio (FAUERJ, 2008).

Dito isto e assumindo que a rocha reservatório está sujeita a um processo de carga crescente (aumento das tensões efetivas) durante a sua fase produtiva excluindo os efeitos térmicos ou efeitos puramente químicos, tais como dissolução, a compactação de um reservatório poderá ser estudada através dos parâmetros:

- $\Delta\sigma'_v$ - Variação da tensão vertical efetiva;
- c_b - Compressibilidade da rocha reservatório;
- H - Altura inicial do reservatório.

Este mecanismo está bem ilustrado no campo Oeste Ekofisk no Mar do Norte (reservatório cré), a crista do reservatório situa-se à profundidade de cerca de 2,8 km, a tensão vertical total,

aquando da descoberta do campo era de aproximadamente 61 MPa e a pressão dos poros no reservatório era de 49 MPa, assim, a tensão vertical efetiva no reservatório na descoberta, era de aproximadamente 12 MPa. Durante a produção primária desde 1977 até 1998, a pressão do reservatório diminuiu cerca de 41 MPa, traduzindo-se num aumento na tensão efetiva de cerca de 41 MPa. Este aumento representou um acréscimo superior a 300% da tensão efetiva (Nagel, 2001). Como seria de esperar, o reservatório sofreu uma significativa compactação devido a este aumento e em 1998 a subsidência na crosta oceânica já tinha ultrapassado 3,5 m (Nagel, 2001).

A espessura do reservatório assim como a compressibilidade rocha reservatório são características intrínsecas do reservatório. Na maior parte dos casos, estas não podem ser alteradas ou modificadas. No entanto em determinadas rochas reservatório a compressibilidade pode variar em 3 ordens de grandeza (ver Figura 2.4), sendo um dos parâmetros mais difíceis de medir com precisão especialmente à escala de reservatório (Nagel, 2001). Efeitos térmicos e geomecânicos podem conduzir a uma alteração da compressibilidade da rocha reservatório, assim como a variação de saturação em água.

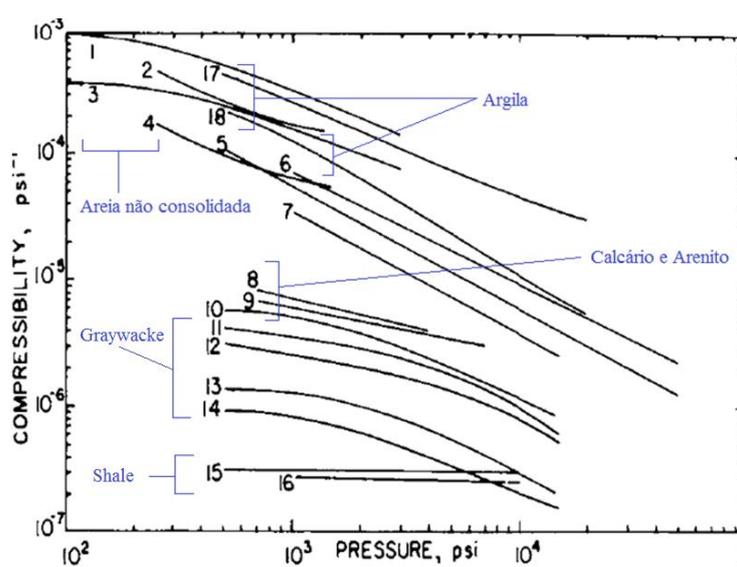


Figura 2.4 Relação entre a compressibilidade (psi^{-1}) e a pressão exercida (psi) para os tipos de reservatórios mais comuns (Nagel, 2001).

Nº	Investigador
1	Vários autores, sd
2	Kohlhaas & Miller (1969)
3	Vários autores, sd
4	Kohlhaas & Miller (1969)
5	Vários autores, sd
6	Vários autores, sd
7	Knutson & Bohor (1963)
8	Knutson & Bohor (1963)
9	Carpenter & Spencer (194 ())
10	Fatt (1958)
11	Fatt (1958)
12	Fatt (1958)
13	Fatt (1958)
14	Fatt (1958)
15	Podio et al (1968)
16	Podio et al (1968)
17	Chilingarian et al (1973)
18	Chilingarian et al (1973)

A compressibilidade é função de um certo número de parâmetros, incluindo o tipo de minerais constituintes da rocha, o grau de alteração, cimentação e porosidade da rocha. Nagel (2001) destaca para a importancia da porosidade e espessura dos reservatórios na subsidência à superfície, apresentando-se no Quadro 2.1 os reservatórios que se evidenciaram devido à subsidência causada.

Quadro 2.1 Características dos mais conhecidos reservatórios petrolíferos que conduziram à subsidência (adaptado de Nagel, 2001).

LOCAL	ESPESSURA DO RESERVATÓRIO (m)	PROFUNDIDADE (metros)	POROSIDADE (%)
BELRIDGE	até 800	250-900	até 70
COSTA BOLIVIAN	até 180	>300	até 40
EKOFISK	até 300	>3000	até 45
GRONINGEN	120-270	~3000	-
PO DELTA	até 600	100-600	até 30
VALHALL	até 280	>2400	até 50
WILLMINGTON	800-2000	700-1800	até 45

A subsidência, além de afetar as estruturas superficiais, pode afetar diretamente as operações de produção de hidrocarbonetos. Conforme já referido, a deformação do revestimento do poço trata-se de um problema conhecido em campos petrolíferos sujeitos à subsidência. Torna-se assim necessário que dimensionamento do revestimento dos poços assim como os dispositivos a serem instalados nos mesmos sejam projetados atendendo às deformações a que estarão sujeitos durante a fase produtiva (Dusseault, 2011).

Os mecanismos de dano do revestimento podem ser explicados por ações de compressão, tração ou cisalhamento (Figura 2.5). Roturas por compressão podem ocorrer dentro da coluna de produção devido a excessivas deformações verticais originadas pela compactação do reservatório. As falhas por tração podem resultar quando o material do lado de fora da zona de compactação fornece suporte vertical ao material acima da zona de compactação. As falhas por cisalhamento podem ser induzidas por deslocamentos horizontais ao longo dos flancos da bacia de subsidência ou por deslizamento localizado ao longo de planos de estratificação de fraca competência (Fredrich, et al., 2000).

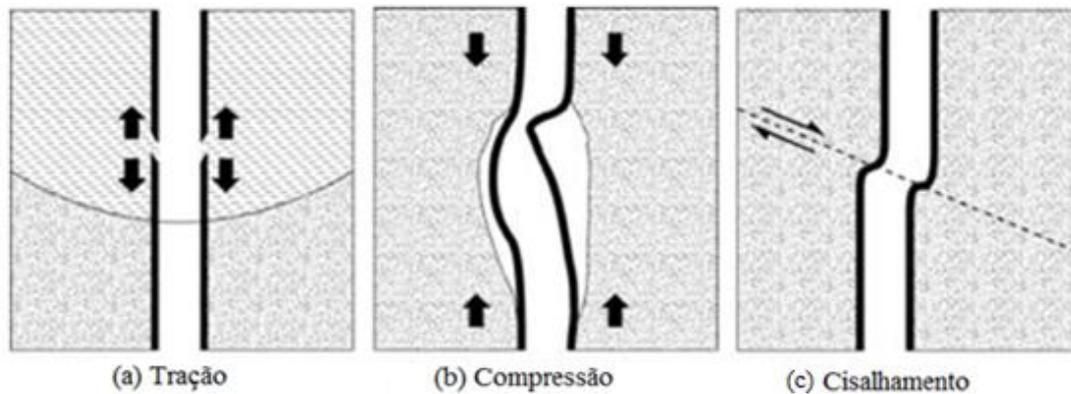


Figura 2.5 Mecanismos de dano do revestimento do poço (Zoback, 2007).

Por forma a reduzir a deformação axial nos revestimentos dos poços, na secção de reservatório, têm sido utilizadas juntas de encaixe telescópico (Eriksen, et al., 1998). Nas camadas acima do reservatório, é aplicada a técnica de alargamento do furo para que os estratos rochosos não estejam em contacto com o revestimento do poço promovendo assim o livre movimento entre os mesmos (Bickley & Curry, 1992).

2.3 Determinação da compressibilidade e subsidência

De acordo com o princípio de tensões efetivas de Terzaghi, enunciado anteriormente:

$$\bar{\sigma}'_{ij} = \bar{\sigma}_{ij} - P \cdot \delta_{ij} \quad (2.1)$$

Onde $\bar{\sigma}'_{ij}$ é o tensor de tensões efetivas, $\bar{\sigma}_{ij}$ é o tensor de tensões totais, P é a pressão dos poros, δ_{ij} é o Delta de Kronecker em que $\delta_{ij} = 1$ se $i=j$, caso contrario $\delta_{ij} = 0$.

Biot propôs acrescentar um parâmetro na equação de Terzaghi – o coeficiente de Biot. O coeficiente de Biot descreve a contribuição relativa da tensão total e pressão dos poros na deformação da rocha, isto é, a constante de Biot serve para corrigir a compressibilidade dos grãos (Lewis & Schrefler, 1987). A constante de Biot varia entre o valor da porosidade do material e a unidade, sendo definida por:

$$\alpha = 1 - \frac{c_r}{c_b} \quad (2.2)$$

Em que c_r e c_b são as compressibilidades do grão da rocha e da rocha (formada pelos grãos e poros) respetivamente. As compressibilidades podem ser definidas como o inverso de seus módulos de deformabilidade, isto é:

$$c_r = \frac{1}{K_r} e c_b = \frac{1}{K_b} \quad (2.3)$$

Acrescentando a constante de Biot a (2.1) obtém-se:

$$\bar{\sigma}'_{ij} = \bar{\sigma}_{ij} - \alpha \cdot P \cdot \delta_{ij} \quad (2.4)$$

Em estudos de compactação de reservatórios é comum assumir que a rocha é linearmente elástica e isotrópica e portanto a relação constitutiva entre as tensões, σ e as deformações, ε pode ser descrita pela lei de Hooke.

$$\varepsilon_{xx} = \frac{1}{E} [\sigma_{xx} - \nu(\sigma_{yy} + \sigma_{zz})] \quad (2.5 a)$$

$$\varepsilon_{yy} = \frac{1}{E} [\sigma_{yy} - \nu(\sigma_{xx} + \sigma_{zz})] \quad (2.5 b)$$

$$\varepsilon_{zz} = \frac{1}{E} [\sigma_{zz} - \nu(\sigma_{yy} + \sigma_{xx})] \quad (2.5 c)$$

Em que E é o módulo de Young da rocha e ν o coeficiente de Poisson ($\varepsilon_{\text{lateral}}/\varepsilon_{\text{longitudinal}}$).

A deformação da rocha de um reservatório pode então ser expressa em termos de tensão efetiva utilizando o estado inicial (antes da produção) de acordo com o seguinte conjunto de equações (Koros, et al., 2015):

$$E \cdot \varepsilon_{xx} = \Delta\sigma'_{xx} - \nu(\Delta\sigma_{yy} + \Delta\sigma_{zz}) \quad (2.6 a)$$

$$E \cdot \varepsilon_{yy} = \Delta\sigma'_{yy} - \nu(\Delta\sigma_{xx} + \Delta\sigma_{zz}) \quad (2.6 b)$$

$$E \cdot \varepsilon_{zz} = \Delta\sigma'_{zz} - \nu(\Delta\sigma_{yy} + \Delta\sigma_{xx}) \quad (2.6 c)$$

Se a dimensão lateral do reservatório for muito superior à sua espessura, então a compactação resulta principalmente na redução da espessura do reservatório (Geertsma, 1973). Assim, a compactação do reservatório pode ser estudada recorrendo apenas à deformação vertical ε_{zz} , transformando, deste modo, a subsidência num problema unidimensional e assumindo, por isso, a deformação lateral como desprezável, i.e.:

$$\varepsilon_{xx} = \varepsilon_{yy} \cong 0 \quad (2.7)$$

A partir da deformação vertical, ε_{zz} a variação da espessura ΔH de um reservatório de espessura H pode ser calculada usando:

$$\Delta H = -\varepsilon_{zz} \cdot h \quad (2.8)$$

Substituindo (2.7) em (2.6 a) obtém-se:

$$\Delta\sigma'_{xx} = \Delta\sigma'_{yy} = \frac{\nu}{1-\nu}\Delta\sigma'_{zz} \quad (2.9)$$

A tensão total vertical que atua sobre o reservatório permanece constante durante a produção e, portanto $\Delta\sigma_{zz} = 0$, então:

$$\Delta\sigma'_{zz} = \Delta\sigma_{zz} - \alpha \cdot \Delta P = -\alpha\Delta P \quad (2.10)$$

Combinando (2.9), (2.10), (2.5 c) e (2.6) obtém-se a equação da compactação:

$$\Delta H = \frac{1}{E} \left[\frac{(1+\nu)(1-2\nu)}{(1-\nu)} \right] \alpha \cdot \Delta P \cdot h \quad (2.11)$$

Sendo que a compressibilidade da formação é dada por (Koros, et al., 2015):

$$\frac{1}{E} \left[\frac{(1+\nu)(1-2\nu)}{(1-\nu)} \right] = C_b \quad (2.12)$$

Em engenharia de reservatórios compactação do reservatório segundo a direção vertical é geralmente caracterizado pelo coeficiente de compactação uniaxial, c_m (Ketellar, 2009):

$$c_m = \frac{1}{H_0} \frac{\delta H}{\delta p} \quad (2.13)$$

A equação (2.13) descreve a compactação por variação unitária da pressão dos poros (em MPa^{-1}). A compactação total do reservatório, δH para num determinado instante depende da diferença de pressão, δp desde o início da produção assim como da espessura do reservatório, H :

$$\Delta H = c_m \cdot \Delta p \cdot H \quad (2.14)$$

Torna-se agora importante analisar a influência dos efeitos da compactação de um reservatório na subsidência à superfície. Existem vários métodos para determinar o efeito da compactação do reservatório na superfície do campo. Um dos métodos mais comuns para a avaliação da subsidência é o método *Nucleus of Strain* apresentado por Geertsma's (Geertsma, 1973). Trata-se de um método capaz de estimar a ordem de grandeza da compactação do reservatório assim

como da conseqüente subsidência, especialmente em reservatórios de elevada dimensão lateral face à sua espessura em que as rochas sobrejacentes apresentam uma rigidez idêntica à do reservatório. O método tem por base a determinação da subsidência resultante da compactação de uma pequena esfera, sendo a determinação da subsidência total calculada através da soma da influência de muitas dessas esferas e assumindo que a sobreposição é admissível (FJÆR, et al., 2008).

A equação (2.15) mostra a determinação da subsidência de um reservatório em forma de disco, localizado a uma profundidade D - núcleo de deformação:

$$u_z(r, 0) = -\frac{c_m(1-\nu)}{\pi(r^2 + D^2)^{3/2}} \Delta P \cdot V \quad (2.15)$$

Onde $u_z(r, 0)$ representa a subsidência da superfície num ponto arbitrário a uma distância horizontal r do ponto de compactação, c_m representa o coeficiente de compactação uniaxial $(\text{Kg/cm}^2)^{-1}$ determinado de acordo com a equação (2.13). ν é o coeficiente de Poisson, ΔP a redução da pressão dos poros (Kg/cm^2) e D a profundidade vertical desde a superfície até ao ponto de compactação e V o volume do núcleo de deformação (*nucleus of strain*) (Ketellar, 2009). A Equação (2.15) foi estimada assumindo uma geometria em forma de disco do reservatório, numa distribuição uniforme das porosidades e das tensões efetivas, comportamento elástico linear e homogeneidade do meio poroso.

O modelo de Geertsma's (1973) estabelece a razão entre o volume de compactação do reservatório (*volume of compaction*) e o volume resultante à superfície (*volume of subsidence*) em função da profundidade, do reservatório, D e da sua extensão, dada pelo raio do disco, R. Os resultados do modelo apresentam-se na Figura 2.6. A razão entre o volume da subsidência e à superfície e o volume da compactação é definido pela razão de perda de volume (*volume loss ratio*). Analisando o gráfico torna-se evidente que a razão de perda de volume tende para zero em reservatórios infinitamente profundos, isto é, quando a profundidade do reservatório é muito superior ao diâmetro do reservatório. Já para reservatórios pouco profundos ($D \approx 0$) ou quando $R \gg D$, a razão de perda de volume será 1.

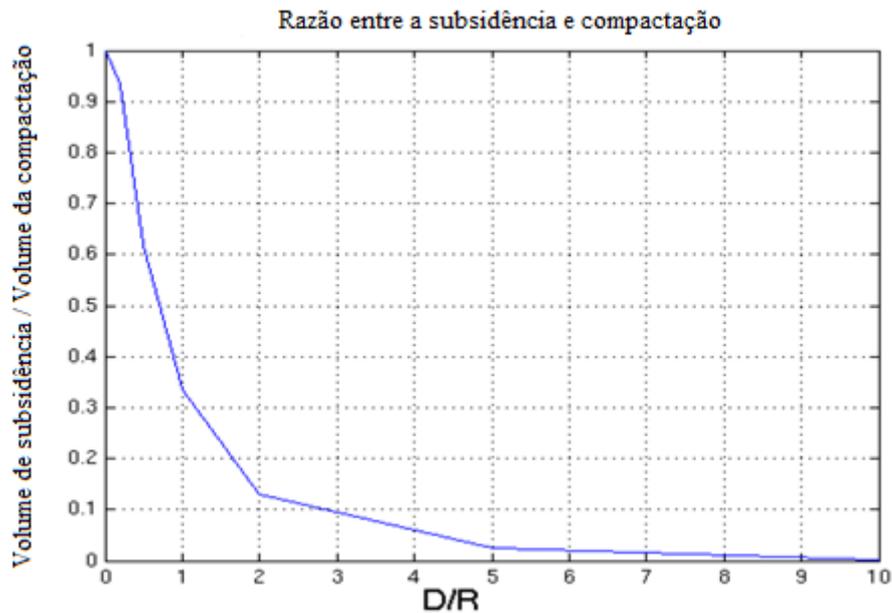


Figura 2.6 Os valores teóricos da razão de perda de volume em função da razão entre a profundidade do reservatório com o raio do reservatório, calculados a partir do modelo de Geertsma's (1973).

Geerstma (1973) desenvolveu ainda um método semi-analítico baseado no mesmo conceito, mas de abordagem mais realista uma vez que permite considerar uma geometria não circular do reservatório conforme se apresenta na Figura 2.7.

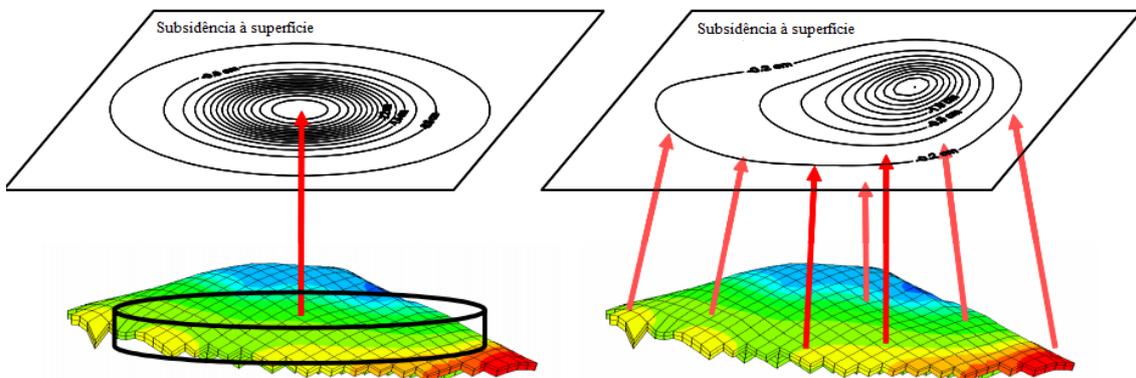


Figura 2.7 Abordagem analítica (esquerda) e abordagem semi-analítica (direita) de Geerstma (adaptado de Capasso & Mantica, 2006).

O avanço tecnológico tem permitido de uma forma rápida e económica, prever a compactação e subsidência em campos petrolíferos, pelo que as abordagens analíticas e semi-analíticas apresentadas têm sido substituídas por métodos numéricos tais como os métodos de elementos finitos ou métodos de diferenças finitas. Para o campo de Ekofisk, o programa de elementos finitos DYNFLOW foi usado para modelar os efeitos da compactação e subsidência do fundo marinho. A simulação desenvolvida neste estudo mostrou um bom ajuste dos resultados obtidos

com os dados observados, no que respeitou às magnitudes e velocidades de subsidência (Boade, et al., 1989).

2.4 Monitorização

A monitorização da compactação e subsidência é feita através da aquisição de dados obtidos por diversos métodos aplicados pela indústria petrolífera e servem para melhorar a previsão do comportamento do subsolo bem como proceder à validação do modelo aplicado. A subsidência pode ser monitorizada através dos seguintes métodos:

- Medições GPS;
- Levantamento de nível e de distância;
- Levantamento batimétrico em campos *offshore*;
- Aplicação da técnica *Interferometric synthetic aperture radar* (inSAR).

No sistema de posicionamento global (GPS) as estações podem ser usadas em posições fixas sendo possível a sua utilização em *onshore* e *offshore*, sendo este um dos métodos mais comuns atualmente aplicados pela indústria. Sob condições ideais, as técnicas de GPS podem detetar alterações de elevação com cerca de 2 mm (Doornhof, et al., 2006).

Na técnica de monitorização de subsidência por levantamentos de nível e de distância, especialmente aplicados em campos *onshore*, são realizados levantamentos topográficos em que o movimento das estações individuais é analisado. Trata-se de um método capaz de reproduzir dados com uma precisão razoável, contudo trata-se de um método demorado e caro apresentando limitações aquando a sua utilização em *offshore*.

O levantamento batimétrico trata-se de uma técnica exclusivamente aplicada em campos petrolíferos *offshore* e fornece uma medida da profundidade da água que pode ser usada posteriormente na avaliação da subsidência da bacia.

O método InSAR utiliza a diferença de fase de imagens repetidas capturadas por satélites ERS por forma a determinar com precisão alterações de elevação à superfície do solo (ver Figura 2.8), trata-se portanto de uma técnica que apenas aplicável em terra. No entanto, devido ao número limitado de satélites ERS, há uma cobertura global limitada à recolha de dados (Nagel, 2001). A alteração detetada pelo satélite permite medir a variação da distância ao longo do tempo. Note-se que não é possível distinguir o deslocamento vertical e horizontal pelo que caso não exista deslocamento tectónico horizontal assume-se que o deslocamento à superfície se deve apenas devido à subsidência, ou seja é vertical (Doornhof, et al., 2006).

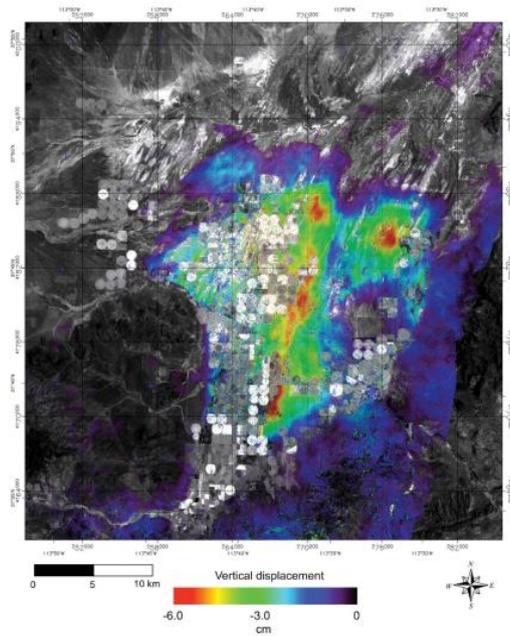


Figura 2.8 Exemplo de mapa de deslocamento vertical obtido por InSAR.

Quando se procede à monitorização da compactação de reservatórios inclui-se a utilização de:

- Sísmica 4D.
- Monitorização da compactação por meio de disparo de marcadores radioativos na formação.

A sísmica 4D inclui a aquisição, processamento e interpretação de levantamentos sísmicos repetidos durante a produção de hidrocarbonetos. Tem como objetivo controlar o deslocamento das formações ao nível do subsolo, resultado da produção de hidrocarbonetos ou da injeção de água ou gás no reservatório, através da comparação de um conjunto de dados repetidos (Figura 2.9). Embora se trate de um método bastante impreciso na determinação da compactação, devido à sua elevada área de abrangência pelos levantamentos sísmicos torna-se útil a sua utilização na gestão do reservatório (Ketellar, 2009).

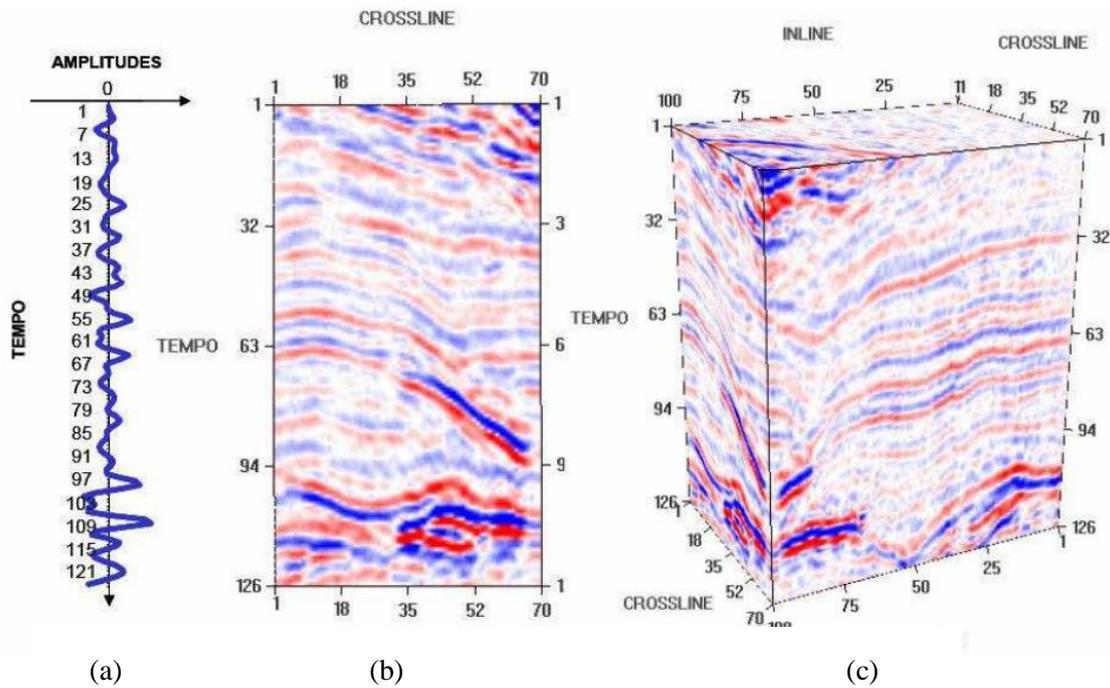


Figura 2.9 Sísmica 4D (a) Traços Sísmicos, (b) Linha sísmica, (c) Volume sísmico.

A técnica de disparo de marcadores radioativos é uma das técnicas mais utilizadas na medição da compactação em formações profundas e é realizada por meio de disparo de marcadores na formação segundo uma distância regular (ver Figura 2.10). Trata-se de uma ferramenta que fornece valores de deslocamento com uma precisão de milímetros e o seu funcionamento consiste na determinação do deslocamento relativo entre os marcadores, medido periodicamente, por meio de um detector de raios-gama localizado em poços de monitorização (Ketellar, 2009).

Em de Loos (1973) (citado por Ketellar, 2009) foi avaliado o coeficiente de compactação uniaxial do reservatório do campo de gás Groningen através da técnica de disparo de marcadores radioativos. As medições *in situ* foram realizadas de forma periódica por meio de um detector de raios gama. Este detector está ligado a um cabo que por sua vez está implantado no poço de observação. As medições de compactação mostraram uma dependência linear com o decréscimo da pressão dos poros no reservatório. O coeficiente de compactação, determinado com base nestas medições varia entre $0,45 \times 10^{-5}$ e $0,75 \times 10^{-5} \text{ Bar}^{-1}$ ($4,5 \times 10^{-5}$ e $7,5 \times 10^{-5} \text{ MPa}^{-1}$)

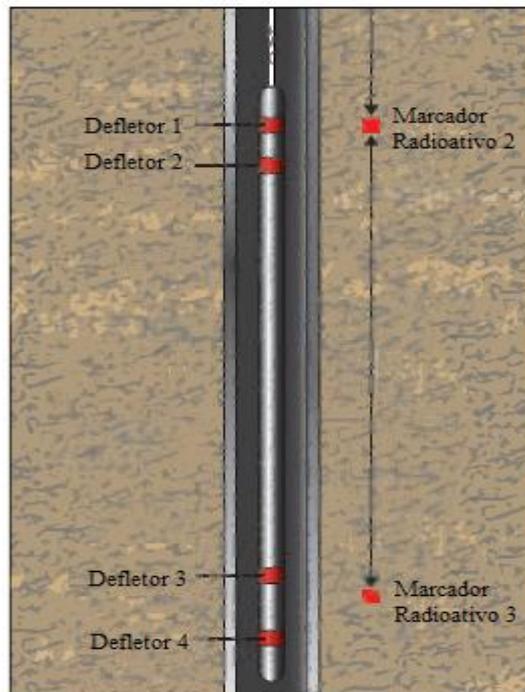


Figura 2.10 Monitorização da compactação por disparo de marcadores radioativos (Adaptado de Doornhof, et al., 2006).

2.5 Efeitos da compressibilidade no comportamento do reservatório

Conforme já referido, o efeito da diminuição da pressão dos poros irá conduzir à compactação e deformação do reservatório por aumento da tensão efetiva. Os efeitos da mudança de pressão dos poros na variação da porosidade assumem um papel importante do estudo do comportamento de um reservatório por várias razões. Em primeiro lugar, a compactação induzida por depleção diminui o volume de poros do reservatório, auxiliando assim a expulsão do óleo sendo este mecanismo muito importante em rochas de elevada porosidade saturadas com óleo de alta viscosidade (Schutjens & Heidug, 2012). O gráfico da Figura 2.11 é um exemplo da contribuição da compactação do reservatório na produção de hidrocarbonetos. O perfil da produção sem compactação do reservatório é representado pela curva inferior.

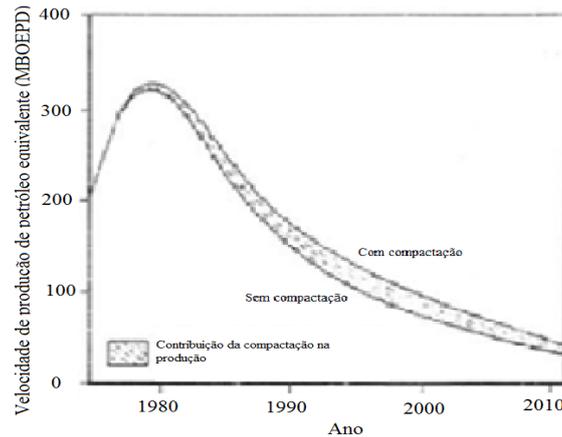


Figura 2.11 Velocidade de produção para o campo de Ekofisk com e sem compactação (Sulak & Danielsen, 1989).

As deformações volumétricas, caracterizadas pela redução da porosidade conduzem a uma redução da permeabilidade, causando impactes significativos nas simulações de reservatórios em formações de alta compressibilidade (Zoback, 2007).

Torna-se então necessário conhecer como influenciam as deformações a permeabilidade. Algumas correlações são propostas na literatura contudo, Falcão (2013) defende que essa influência deverá ser medida em laboratório. Isto deve-se ao facto de que o comportamento hidromecânico de uma rocha durante a produção de hidrocarbonetos depender não somente do estado de tensão a que está sujeita, mas também da sua história geológica assim como das características intrínsecas da própria rocha. Contudo os estudos laboratoriais efetuados não têm evidenciado uma diminuição significativa da permeabilidade devido à compactação (Donaldsons, et al., 1995).

2.6 Compressibilidade

A compressibilidade, c pode ser definida pela variação de volume em relação à tensão aplicada, σ por unidade de volume, V :

$$c = \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\Delta \sigma} \right) \quad (2.16)$$

O termo compressibilidade aparece na literatura com diferentes significados dependendo do método de determinação:

- Compressibilidade total da rocha (ou bulk), c_b - Variação fracional do volume total da rocha, com a variação unitária da pressão;
- Compressibilidade da matriz rochosa (ou dos grãos), c_r - Variação fracional do volume do material sólido da rocha, com a variação unitária da pressão;

- Compressibilidade dos poros, c_p - é a variação fracional do volume poroso da rocha com a variação unitária da pressão.

A compressibilidade nas rochas tem sido estudada por diversos investigadores por forma a compreender a redução do volume de reservatórios petrolíferos resultante da produção. Knutson e Bohor (1963) realizaram ensaios laboratoriais em rochas reservatório da região de Texas-Louisiana. Knaap e Vlis (1967) determinaram as compressibilidades de argilas e areias não consolidadas da Costa Bolívar da Venezuela. Van der Knaap (1959) observou que a compressibilidade dos poros aumenta com a diminuição da porosidade.

A porosidade das rochas sedimentares é função do grau de compactação das mesmas, que por sua vez é função da profundidade e do estado de tensão a que estas foram submetidas. Por esta razão é esperado que a porosidade diminua com a profundidade conforme apresentado na Figura 2.12.

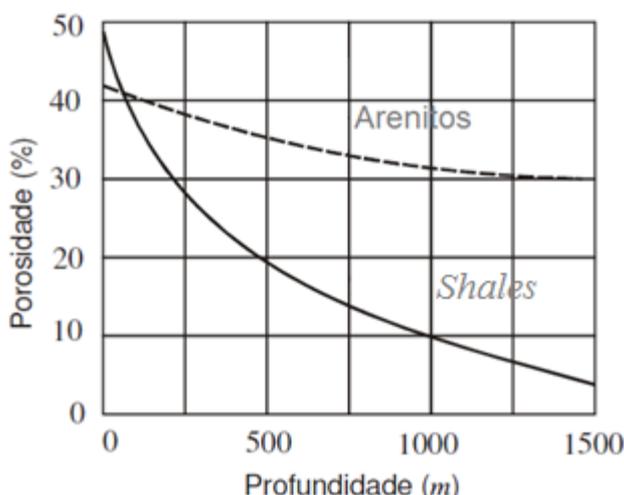


Figura 2.12 Efeito da compactação natural sobre a porosidade (Rosa & Carvalho, 2006).

Na simulação convencional de reservatórios, os termos relacionados com a compressibilidade do grão, c_m não são considerados. No estudo realizado por Johnson, et al. (1989) com base em ensaios experimentais, observações de amostras (campo Ekofisk) com microscópios eletrónicos (*SEM- Scanning electron microscopes*) e exames de raios-X conclui-se que o colapso dos poros é o principal mecanismo de compactação da rocha reservatório, e a sua magnitude está relacionada com a porosidade e teor da rocha em quartzo (Johnson, et al., 1989). Por esta razão, a indústria do petróleo, tradicionalmente, considera a hipótese de que a compressibilidade do grão representa uma parcela muito pequena na compressibilidade total da rocha, pelo que assume-se que a variação do volume total da rocha é resultante apenas da variação do volume de poros. Desta forma assume-se que a compressibilidade dos poros é igual à compressibilidade da formação (Donaldsons, et al., 1995):

$$c_b = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial \sigma'} \right)_T \quad (2.17)$$

Onde V_p é o volume de poros da rocha ($V_p = V_t \cdot \phi$), V_t o volume total, ϕ a porosidade, p a pressão interna, e t a temperatura (constante).

Ensaio edométrico realizado com amostras do reservatório de cré do campo petrolífero Ekofisk mostraram acentuada compactação da rocha com a diminuição das pressões dos poros (Johnson, et al., 1989) conforme representado pelo gráfico da Figura 2.13.

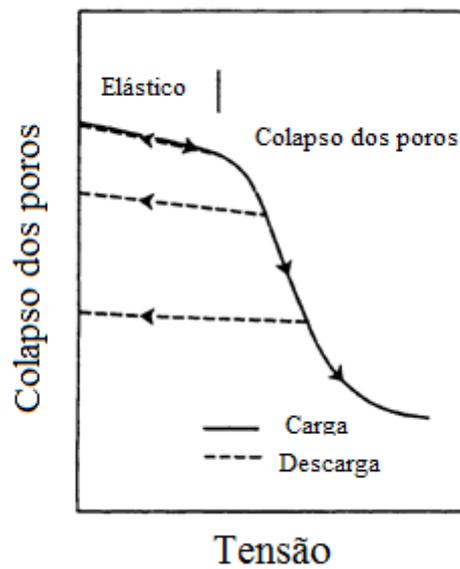


Figura 2.13 Curva de variação da porosidade em função da tensão efetiva vertical do reservatório Ekofisk (Zoback, 2007).

3 MODELAÇÃO GEOMECÂNICA

Um dos objetivos da modelação geomecânica na simulação de reservatórios petrolíferos é prever o comportamento deformacional de um determinado reservatório através da adoção de modelos físicos (baseados em ensaios de laboratório ou de campo), matemáticos (que recorrem a equações diferenciais parciais) ou numéricos.

Não obstante de Konietzky (2014) considerar que os métodos numéricos irão dominar no futuro, o autor refere que a escolha do método adequado depende sempre dos dados disponíveis, da fase de projeto assim como das circunstâncias em que se desenvolve o estudo. Os métodos podem ser classificados conforme se segue (Konietzky, 2014):

- Soluções analíticas;
- Soluções semi-analíticas;
- Modelação numérica
- Relações empíricas;
- Modelos físicos;
- Investigações laboratoriais;
- Medições em campo.

Soluções analíticas

As soluções analíticas podem facilmente serem revistas, pois existe um elevado número de soluções já investigadas e publicadas. Portanto, a sua utilização por engenheiros e investigadores torna-o acessível e os resultados podem ser obtidos rapidamente.

Por outro lado este método é caracterizado por várias limitações, uma vez que as soluções apenas podem ser obtidas para casos bastante simples. Para geometrias mais complexas, situações de anisotropia, heterogeneidade, materiais com comportamento não-linear e processos acoplados (por exemplo, hidro-mecânicos) as soluções analíticas fechadas geralmente não poderão ser utilizadas (Konietzky, 2014).

Soluções semi-analíticas

As soluções semi-analíticas, em comparação com soluções analíticas fechadas, permitem a consideração de maior complexidade em relação à geometria, anisotropia e comportamento complexo do material. No entanto, apresentam limitações quando comparadas com os métodos numéricos. As soluções semi-analíticas não cobrem toda a informação geomecânica, uma vez

que cada solução apenas aborda um determinado aspeto, por exemplo deformações ou tensões no meio (Konietzky, 2014).

Métodos numéricos

Os métodos numéricos procuram desenvolver processos de cálculo (algoritmos), utilizando uma sequência finita de operações aritméticas básicas, para que certos problemas matemáticos se tornem exequíveis (Monteiro, 2012). Estes algoritmos envolvem, em geral, um grande número de cálculos aritméticos. Os métodos numéricos são os que melhor se conseguem aproximar da geometria e heterogeneidade observadas no campo. O rápido crescimento das potencialidades dos computadores digitais tem possibilitado a rápida evolução deste método nas últimas décadas.

Relações empíricas:

O método por relações empíricas é desenvolvido por generalização da experiência. Tem por base a experiência prática *in situ* ou laboratorial. Portanto estas relações não permitem um conhecimento aprofundado dos processos envolvidos e conseqüentemente não serão possíveis obter conclusões ou decisões aprofundadas.

Modelos físicos:

O modelo físico trata-se de um método na investigação em engenharia com base na teoria da similaridade (Chen, et al., 2014). A modelação física consiste no desenvolvimento de um objeto a escala reduzida por meio da utilização de materiais equivalentes. Portanto, em comparação com as soluções analíticas e semi-analíticas, os modelos físicos podem considerar maior complexidade, o que só é comparável com as técnicas de simulação numérica. Desta forma este método permite simular meios caracterizados por anisotropia, assim como meios descontínuos ou regidos por condições fronteira complexas (Chen, et al., 2014).

Trata-se de um método com elevados custos operacionais, tornando-os geralmente inviáveis em estudos em que se pretendem realizar uma análise de sensibilidade de vários parâmetros (Konietzky, 2014).

Investigações laboratoriais:

O objetivo dos ensaios de laboratório é a investigação das rochas/solos sob diferentes condições de carregamento e determinação de parâmetros e relações constitutivas necessárias à realização de cálculos empíricos, analíticos ou numéricos. Por outro lado é necessário ter em conta que as

amostras de laboratório são de tamanho reduzido, pelo que geralmente os dados deduzidos a partir dos ensaios não podem ser aplicados diretamente a uma solução *in situ*.

Medições em campo

Medições em campo (por exemplo diagrfias) são realizadas *in situ* e são processos mais caros e mais demorados comparativamente aos ensaios de laboratório, mas por outro lado fornecem dados à escala real.

3.1 Modelação numérica em geomecânica

A modelação numérica (termo muitas vezes usado como sinónimo de simulação numérica) é uma técnica baseada no cálculo numérico, usado em muitos campos de estudo desde a década de 1960 para validar ou refutar modelos conceptuais propostos com base em observações ou derivados de teorias anteriores.

A primeira etapa no processo de modelação numérica de um fenómeno físico consiste na identificação dos fatores que influenciam de forma relevante o problema. Isto implica a escolher adequadamente os princípios físicos assim como as variáveis dependentes e independentes que descrevem o problema, o que permitirá gerar um modelo matemático constituído por um conjunto de equações diferenciais.

A segunda etapa do problema consiste na obtenção da solução matemática, por simplificação adota-se por um modelo numérico aproximado dito modelo discreto, cujas equações são algébricas e as incógnitas são determinadas num número finito de pontos (Teixeira, 2006). Estes métodos utilizam diversas técnicas de discretização do problema donde se destacam os métodos de elementos finitos (MEF), de diferenças finitas (MDF) e de elementos discretos (MED). O MEF foi originalmente aplicado na resolução de problemas geotécnicos por Clough & Woodward (1967) e desde então tem-se mostrado uma das ferramentas mais versáteis e úteis na análise geomecânica da atualidade.

Na análise geomecânica deve ter-se em consideração que os resultados dependem da precisão dos dados de entrada de campo e de laboratório. Naturalmente, é impossível aceder a todos os dados de campo, de modo que parte destes somente podem ser inferidos indiretamente.

A utilização dos elementos finitos em simuladores é bastante adequada na descrição do comportamento geomecânico da depleção de um reservatório assim como das formações adjacentes (Capasso & Mantica, 2006). O método de elementos finitos permite a construção de um modelo com a descrição detalhada das propriedades mecânicas e leis constitutivas das camadas geológicas produtoras assim como da *overburden*, *underburden* e *sideburden*.

Atualmente existem vários *Softwares* comerciais que recorrem aos MEF e usam diferentes formas de realizar, tais como o Plaxis, o Phase, o FLAC, o Abacus. Ao passo que os *softwares* como o 3D MAP, o Ex3D e o Besol utilizam Métodos de Elementos de Contorno - MEC.

Neste âmbito, e de forma a estudar as incertezas associadas a estes métodos, vários estudos têm sido desenvolvidos permitindo comparar os resultados obtidos por aplicação de diferentes métodos de modelação numérica com ensaios experimentais. No estudo realizado por Silva (2010) é feita uma comparação entre resultados experimentais obtidos por investigação laboratorial com os resultados de uma simulação numérica. Neste estudo realizou-se uma análise do comportamento mecânico de uma rocha salina (halita) com base na modelação geométrica de um corpo de prova submetido a um ensaio de compressão axial sujeito a três níveis de carregamento (12MPa, 14MPa, 16MPa). Da comparação de resultados observou-se boa concordância entre os resultados da simulação numérica com os resultados obtidos experimentalmente (Silva, 2010).

Hadia, et al. (2007) realiza um estudo experimental e numérico para um escoamento bifásico e unidimensional em um meio poroso. Pretenderam avaliar a recuperação de hidrocarbonetos e criar uma análise comparativa entre os dois métodos. Para isso foram utilizados dois provetes de arenito com diferentes geometrias. Um dos provetes de configuração cilíndrica (com 3,8cm de diâmetro e 7cm de altura, provete longo) e o outro de uma configuração retangular (cujas dimensões são 2,5x2,4x5,4cm, provete curto). A experimentação consistiu essencialmente na injeção de água a diferentes velocidades numa amostra saturada em óleo por forma a determinar a que apresenta maior fator de recuperação do óleo. Pretendeu-se com a simulação numérica modelar este ensaio, por forma a comparar os resultados obtidos com os resultados experimentais. Para isso foi necessário a utilização de alguns parâmetros característicos da amostra, nomeadamente, os rácios de permeabilidade relativa (K_{rw}/K_{ro}) que foram obtidos em ensaios laboratoriais de saturação. O estudo foi efetuado com recurso ao *Software* FEMLAB (Método de elementos finitos). A comparação dos resultados experimentais e numéricos das simulações apresentam uma semelhança razoável para os dois tipos de provetes. Da análise experimental e da simulação numérica obteve-se o valor da velocidade de injeção que permitiu otimizar o fator de recuperação que se mostrou concordante em ambos os métodos - 8ml/h. A comparação dos resultados de simulação experimentais e numéricos mostrou uma boa aproximação dos gráficos das curvas de recuperação tanto para os provetes longos como para os provetes curtos.

Outro estudo realizado, por Valdez (2013), comparou os resultados de uma simulação numérica, realizada com o *Software* Plaxis, para um ensaio triaxial, como os resultados obtidos experimentalmente para um solo consolidado em condições drenadas. Desta análise concluiu-se

que a escolha do modelo constitutivo adotado na simulação numérica tem uma influência significativa na aproximação dos resultados face aos resultados experimentais.

Teixeira (2006) procurou através da modelação de ensaios triaxiais comparar os resultados obtidos por simulação numérica com os resultados experimentais em areia densa reforçada. Para isso, foram selecionados diferentes formulações no Plaxis por forma a encontrar aquela que melhor se ajustava à realidade para este tipo de solo. Desta forma, e com recurso ao *Software* Plaxis, foram realizadas análises numéricas, consoante diferentes tensões desviatóricas, com adoção de dois modelos constitutivos diferentes: modelo elástico-perfeitamente plástico – Mohr-Coulomb e modelo plástico – Hardening Soil Model. Analisados os resultados da simulação numérica usando o modelo Mohr-Coulomb, observa-se que as curvas das análises numéricas reproduziram satisfatoriamente a resistência do solo, já para a deformação volumétrica, os resultados numéricos foram menos representativos. Os resultados experimentais apresentaram deformações axiais na rotura maiores que as obtidas por análise numérica. Quanto aos resultados da simulação numérica usando o Modelo plástico – Hardening Soil, verificou-se que as análises numéricas conseguiram representar de forma satisfatória o comportamento tensão/deformação do solo, com um ajuste razoável entre as curvas (σ_d vs ϵ_a) numéricas e as experimentais (Teixeira, 2006) .

3.1.1 Simulação de reservatórios

De acordo com Pereira (2007), a maioria das soluções dos simuladores de reservatórios convencionais não são suficientes para explicar alguns fenómenos decorrentes da produção de hidrocarbonetos, como, por exemplo: compactação, subsidência, instabilidade de poços, produção de areia, reativação de falhas, fratura hidráulica, entre outros. Este facto é devido aos simuladores não incorporarem a alteração do estado de tensões devido à dinâmica do fluido bem como a deformação mecânica da rocha devido à variação da pressão dos poros e temperatura durante a produção (Sen & Settari, 2005). Isto significa que a simulação geomecânica e a simulação do fluxo do reservatório necessitam de ser combinadas por forma a obter soluções mais realistas. A modelação mecânica e de fluxo são matematicamente complexas quando combinadas num simulador.

Hoje em dia, existem alguns simuladores de fluxo simultâneo com soluções geomecânicas, onde se inclui o *software* de simulação de reservatórios ECLIPSE desenvolvido pela Schlumberger, VISAGE (VIPS) assim como algumas petrolíferas, como a ConocoPhillips e algumas universidades (Doornhof, et al., 2006) é disto exemplo o CODE-BRIGHT desenvolvido na Universitat Politècnica de Catalunya. A este tipo de simulação dá-se o nome de simulação totalmente acoplada. Trata-se portanto de uma simulação consideravelmente mais morosa

quando comparada com as simulações desacopladas ou de baixo acoplamento pelo que ainda não são de uso comum (Doornhof, et al., 2006).

Capasso & Mantica (2006) apresentam uma abordagem de avaliação da deformação de um reservatório à escala real com utilização do código de elementos finitos ABAQUS com acoplamento, através do interface Fortran 90, ao simulador de fluxo utilizado pela petrolífera italiana Eni E&P. A modelação do reservatório é feita através de desenvolvimento de um modelo estático e de um modelo dinâmico. O modelo estático é desenvolvido no ABAQUS onde é definida a geometria das estruturas geológicas do reservatório, das falhas e definidos os parâmetros petrofísicos (porosidade e permeabilidade) com base na sua localização. Já o modelo dinâmico é desenvolvido no simulador de fluxo, e toma como entrada o modelo estático sendo complementado pela introdução de uma série de parâmetros relacionados com as propriedades dos fluidos, do reservatório e do sistema de poços fornecendo os perfis de produção assim como a evolução das pressões ao longo do ciclo produtivo do reservatório. O trabalho desenvolvido tomou como referência o modelo dinâmico (*FUNQ model*) apresentado em Floris (1999) e inspirado num campo petrolífero na África Ocidental. Pretendeu-se com este estudo comparar os resultados de uma simulação numérica por utilização de um *software* de elementos finitos com os resultados obtidos através do modelo semi-analítico definido Geertsma's (1973). É ainda considerado o modelo constitutivo Cam-Clay modificado que assume um comportamento elasto-plástico do reservatório com propriedades homogéneas e isotrópicas. Esta hipótese difere do modelo semi-analítico definido por Geertsma's (1973) que considera um comportamento linear elástico. Na geometria do modelo apresentada na Figura 3.1 representam-se o reservatório e as rochas adjacentes, sendo superfície representada pela camada superior. As condições de fronteira limitam quaisquer movimentos na base assim como deslocamentos horizontais das faces laterais.

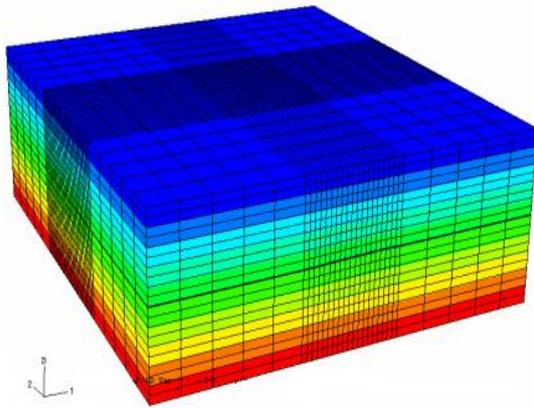


Figura 3.1 Malha de elementos finitos apresentada no estudo Capasso & Mantica (2006)

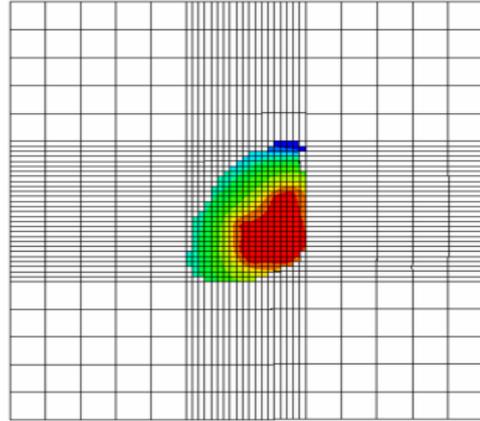


Figura 3.2 Representação do topo do reservatório adotado no estudo Capasso & Mantica (2006).

O topo do reservatório é representado pela malha a cores apresentada na Figura 3.2 e os elementos a branco correspondem às rochas laterais (*sideburden*).

Da análise dos resultados obtidos na simulação da subsidência, apresentados na Figura 3.3 juntamente com os resultados analíticos e semi-analíticos propostos por Geertsma's (1973), observou-se que a bacia de subsidência apresenta a mesma forma, quase circular, em todos os casos, contudo apresenta-se numa extensão muito menor no modelo elasto-plástico. A simulação por elementos finitos da subsidência, após um período de produção de 16 anos, previu um valor de 0,81cm ao passo que a solução semi-analítica previu 0,65cm.

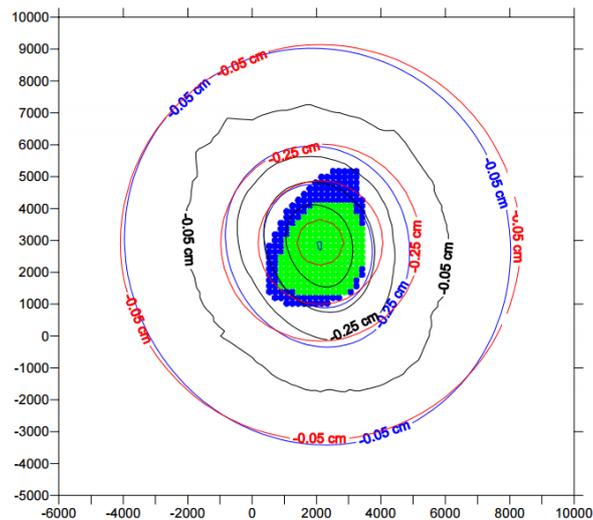


Figura 3.3 Iso-linhas da subsidência expressas em cm: solução analítica (vermelho), solução semi-analítica (azul) e por MEF elasto-plástico (preto).

3.2 Ensaios utilizados na avaliação da compactação

Os ensaios laboratoriais mais utilizados no estudo da compressibilidade de poros, o ensaio hidrostático e o ensaio edométrico. O ensaio hidrostático é muitas vezes realizado devido à sua simplicidade, rapidez e baixo custo. O primeiro é realizado sob iguais tensões em todas as direções (estado de tensão hidrostático) o que não representa o estado de tensão no reservatório nem a variação da tensão efetiva durante a produção, por isso, os ensaios edométricos têm tido maior aceitação (FJÆR, et al., 2008). O ensaio edométrico consiste em medir a variação da pressão dos poros por incremento de tensão axial sendo a amostra impedida de deformação lateral (ver Figura 3.4). Geralmente considera-se que este ensaio representa o estado de tensão inicial do reservatório, bem como a trajetória de tensões (razão entre a variação da tensão horizontal efetiva e a variação da tensão vertical efetiva) durante a depleção. A deformação lateral do reservatório é restringida pelas rochas circundantes observando-se esta apenas na direção vertical, sendo por isso possível estabelecer um paralelismo com o ensaio edométrico (ver Figura 3.4). Esta hipótese não é válida perto de um poço ou no limite do reservatório onde as tensões de confinamento são diferentes, no entanto, trata-se do método experimental que atualmente melhor representa o comportamento do reservatório (Donaldsons, et al., 1995).

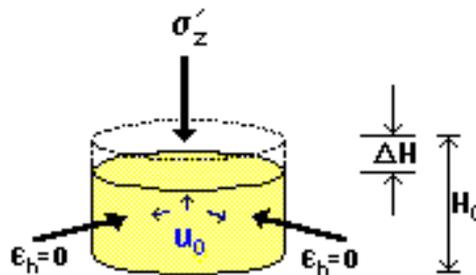


Figura 3.4 Representação esquemática da aplicação de tensões e deformações no ensaio edométrico.

Donaldsons & Yen (1995) indica ainda que os valores de compressibilidade no caso de areias obtidos através do ensaio hidrostático apresentam-se geralmente cerca de duas vezes superiores aos valores determinados através do ensaio edométrico. Torna-se desta forma necessário especificar qual o método utilizado na determinação da compactação de uma rocha. A teoria da poro-elasticidade mostra que estas duas compressibilidades podem ser relacionadas entre si:

$$\beta_1 = \frac{\alpha (1 + \nu)}{3 (1 - \nu)} \beta \quad (3.1)$$

Onde, β_1 é compressibilidade axial da rocha determinada através do ensaio edométrico, β é compressibilidade da rocha determinada através do ensaio hidrostático. α é o coeficiente de Biot e ν é o coeficiente de Poisson.

Em Geertsma's (1973) são apresentados valores de compressibilidade uniaxial resultantes da realização do ensaio edométrico para alguns tipos de rochas reservatórios. Para tensões efetivas verticais de 10 MPa e 60 MPa, os valores de β_1 em calcários bem consolidados bem consolidadas (com porosidades entre 3% e 20%) variam entre 0,2 e $0,5 \times 10^{-4} \text{ Mpa}^{-1}$ respectivamente (Figura 3.5).

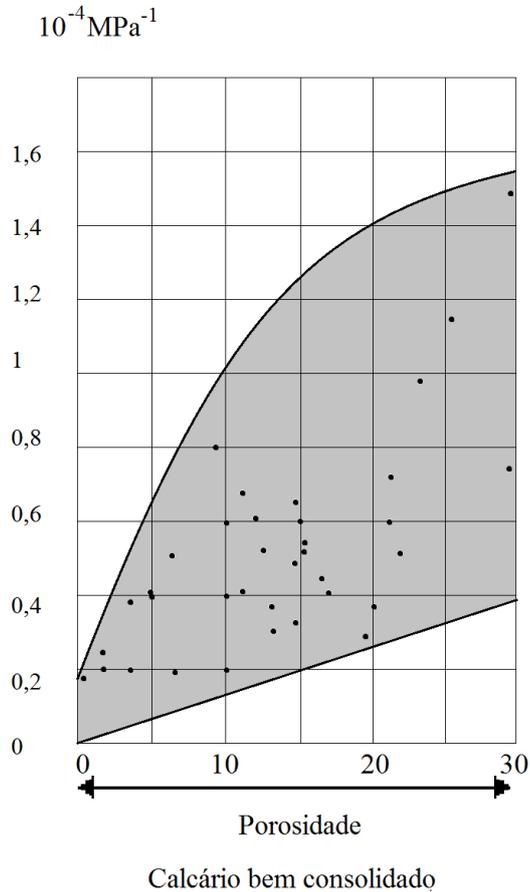


Figura 3.5 - Coeficiente de compactação uniaxial, c_m para rochas carbonatadas para tensões efetivas, σ'_z entre 10MPa e 20MPa (adaptado de Geertsma's , 1973).

Oliveira, et al., 2013 analisou a compressibilidade dos poros de rochas reservatório através do ensaio hidrostático em amostras não saturadas – três amostras de calcário e quatro amostras de arenito. A compressibilidade dos poros foi obtida experimentalmente através da relação exponencial entre o volume dos poros medidos e a sobrecarga aplicada através da seguinte equação:

$$V_p = b \cdot P^{-m} \quad (3.2)$$

Onde V_p é o volume dos poros, P é a sobrecarga, b um parâmetro da equação matemática, e m é o declive da regressão exponencial de V_p em função de P .

Derivando a equação (3.2) em ordem à P vem:

$$\frac{\partial V_p}{\partial P} = -m \cdot b \cdot P^{-(m+1)} \quad (3.3)$$

Substituindo (3.2) em (3.3) obtém-se a equação para C_p (Oliveira, et al., 2013):

$$C_p = -\frac{m}{P} \quad (3.4)$$

De acordo com a teoria da consolidação, a compressibilidade é um bom parâmetro de ajuste da variação de porosidade quando a rocha se encontra no regime elástico (Sen & Settari, 2005) sendo uma prática comum adotada pelos engenheiros de reservatórios a utilização de um único valor de compressibilidade para o modelo inteiro, e portanto constante em toda a simulação. Porém a utilização de um valor de compressibilidade constante não permite modelar ambos os regimes - elástico e plástico. Além disso, em regime plástico, a descarga também não é bem representada por este parâmetro (ver Figura 3.6). Este comportamento anelástico, muito característico dos arenitos, traz complicações na tentativa de associação dos valores obtidos experimentalmente, em laboratório, com os valores *in situ*. Esta dificuldade deve-se essencialmente ao processo de extração de amostras do reservatório, bem como o transporte até à superfície o que provoca a decompressão da rocha. Caso a rocha apresente um comportamento anelástico então a deformação da amostra será levada a um valor fora da curva de compactação natural da rocha (Dake, 1978). Assim, durante o carregamento da amostra a rocha não reproduz a compactação real *in situ*. Isto leva a que a compressibilidade *in situ* seja de difícil determinação, pelo que geralmente se recorre a estimativas baseadas em extrapolações regressivas.

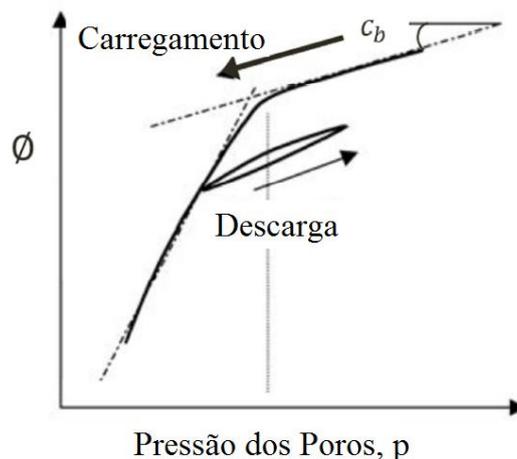


Figura 3.6 Variação da porosidade em função da variação da pressão dos poros – Regime plástico e regime elástico (Sen & Settari, 2005).

De uma forma geral a compactação realmente medida *in situ* apresenta valores menores do que a prevista a partir de testes de laboratório. Estudos desenvolvidos no campo de gás de Groningen (através da técnica de marcadores radioativos) mostraram que os valores reais de compactação se apresentavam três vezes menores que o valor previsto em laboratório (Mess, 1979).

Donaldsons & Yen (1995) alerta para algumas limitações da utilização de ensaios laboratoriais e da sua extrapolação para a escala de reservatório. As heterogeneidades das propriedades mecânicas da rocha assim como a presença de fraturas são responsáveis pelos efeitos de escala e devem ser tidos em conta de algum modo (Enever et al., 1990; Li, 1990; Ratigan, 1990; Bell and Dusseault, 1991).

Devido a efeitos de fluência das rochas torna-se também necessário ajustar os resultados obtidos no ensaio edométrico, uma vez que as velocidades de carregamento em ensaios laboratoriais não se assemelham às velocidades de variação de tensão efetiva em condições de reservatório, subestimando desta forma a compactação do reservatório. A menor velocidade de carregamento utilizada em ensaios laboratoriais é cerca de 1000 vezes superiores às velocidades típicas existentes em reservatórios devido à depleção (Pruiksma, et al., 2015).

De forma a considerar este efeito, Waal and Smits (1988) desenvolveram um método (*rate-type compaction model* -RTCM) capaz de prever de forma quantitativa o comportamento da rocha em condições de reservatório com base em ensaios laboratoriais. Para reservatórios de arenitos não consolidados foi encontrado um bom ajuste entre a compactação obtida pelo método RTCM e aquilo que foi observado em campo. Trata-se de um método que avalia a sensibilidade da rocha reservatório à velocidade de carregamento, sendo o reservatório caracterizado por uma constante, b determinada pelo ensaio edométrico por variação das velocidades de carregamento.

Na Figura 3.7 apresenta-se um exemplo de extrapolação dos resultados obtido em ensaios laboratoriais para resultados em campo por aplicação do método RTCM, sendo que $\Delta\sigma_{ve}$ é dado de acordo com a equação (3.5).

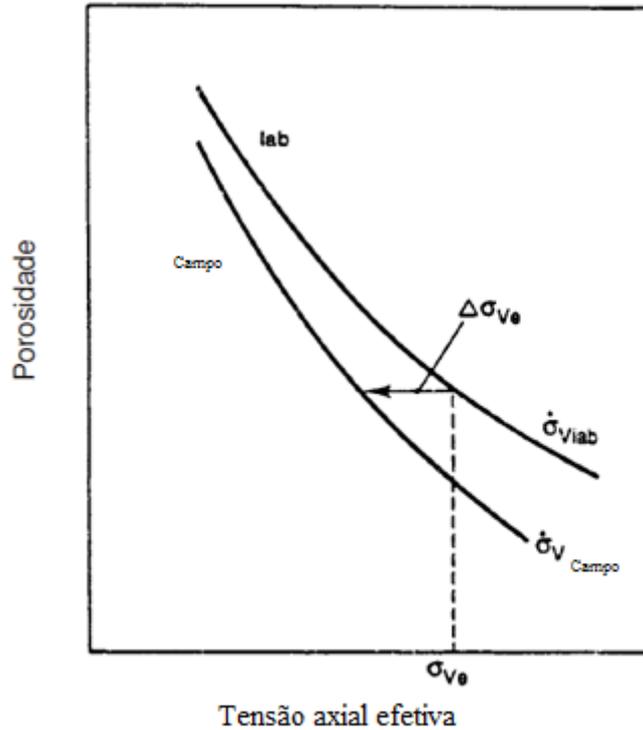


Figura 3.7 Extrapolação da linha de tendência na velocidade de depleção em reservatório a partir da linha de tendência medida em laboratório (Waal and Smits, 1988).

$$\Delta\sigma_{ve} = \sigma_{ve} \left[\left(\frac{\dot{\sigma}_{res}}{\dot{\sigma}_{lab}} \right)^b - 1 \right] \quad (3.5)$$

Onde $\dot{\sigma}_{res}$ e $\dot{\sigma}_{lab}$ são as velocidades de carregamento em condições de reservatório e em condições de laboratório respectivamente, σ_{ve} é o nível de tensão e b uma constante característica da rocha.

O parâmetro b caracteriza-se pela sensibilidade à velocidade de carregamento da rocha reservatório e é determinada a partir de ensaios edométricos, sob diferentes velocidades de carregamento. Trata-se portanto de uma constante empírica cujos valores encontram-se entre 0,005 e 0,025 para arenitos com coeficientes de compactação entre 3×10^{-5} a $1 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$ (Pruiksma, et al., 2015).

A formulação do método RTCM foi desenvolvida com base no conceito isotach (*Isotach concept*), desenvolvido por Suklje (1957) e Bjerrum (1967) com base nas observações de Keverling-buisman (1937) (citado por Pruiksma, et al., 2015) para o efeito de fluência em solos. As isotach são linhas que unem pontos de igual velocidade de carregamento apresentadas num gráfico tensão/deformação.

Pruiksma, et al. (2015) estudou a influencia da velocidade de carregamento no comportamento da compactação em arenitos saturados através de ensaios triaxiais sob deformação lateral aproximadamente nula simulando as condições do ensaio edométrico. A Figura 3.8 mostra a compactação da amostra em função da tensão vertical por alternância das velocidades de carregamento de 2100bar/h e 62bar/h. Observa-se que ocorre uma variação do declive na mudança entre as duas velocidades de carregamento o que representa a variação da rigidez em resposta às diferentes condições de carregamento. Os traços descontínuos inclinados indicam o trajeto do assentamento que seria seguido se não tivesse ocorrido qualquer mudança na velocidade de carregamento para cada velocidade de carregamento.

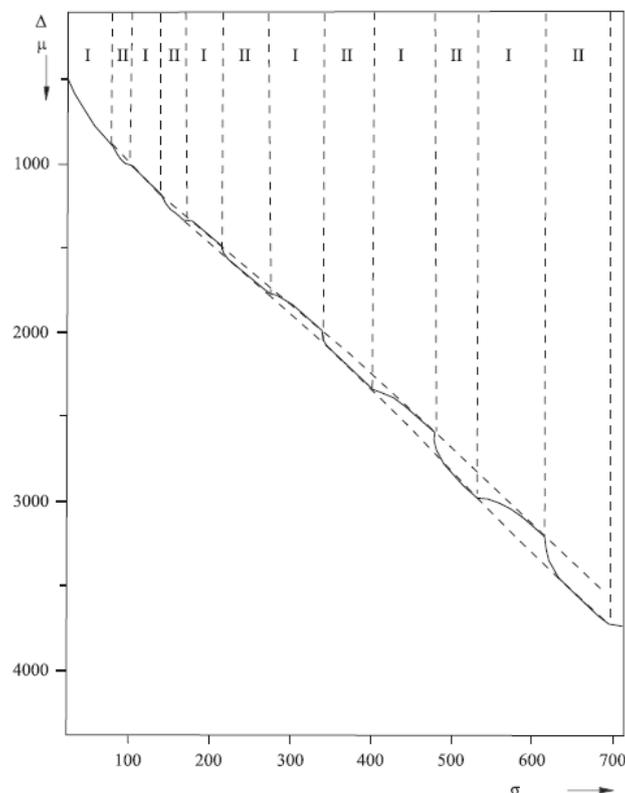


Figura 3.8 Resultados de compactação no arenito segundo diferentes velocidades de carregamento, expresso em micrômetros. Em regiões designadas por I, uma velocidade de carregamento é de 2100 bar / h e, em regiões designadas por II é aplicada uma velocidade de carregamento de 62 bar / h (Pruiksma, et al., 2015).

Os resultados obtidos a partir destas e de outras experiências indicam que o método RTCM também é aplicável a rochas carbonatadas (Donaldsons, et al., 1995).

3.2.1 Ensaio edométrico

O ensaio edométrico proposto por Terzaghi consiste na aplicação de tensões crescentes a um provete confinado lateralmente sujeito a uma carga axial, de forma a avaliar a variação de assentamentos ao longo do tempo. Tendo em conta o confinamento lateral, as deformações laterais ($\Delta\varepsilon_{\text{lateral}}$) são nulas e apenas ocorre deformação na direção vertical ($\Delta\varepsilon_{\text{vertical}}$) que corresponde a uma deformação volumétrica ($\Delta\varepsilon_{\text{vol}} = \Delta\varepsilon_{\text{vertical}}$).

O provete é saturado por forma a simular o comportamento da interação rocha/água e é realizado em condições drenadas (pressão dos poros constante) por forma a representar a variação da tensão efetiva durante o ensaio. A água é drenada através das placas porosas colocadas na face superior e inferior do provete e, de acordo com a norma de ensaio BS 1733, admite-se um tempo mínimo de 24 horas entre cada incremento de tensão no corpo de prova. Este período de espera encontra-se relacionado com o tempo que a pressão intersticial leva a ser dissipada, ou seja o tempo que dura a fase de consolidação para o estado de tensão que se aplicou.

Num ensaio edométrico são obtidas as deformações na direção da aplicação da carga ao longo do tempo para cada escalão de carga. A partir destes resultados é assim possível representar graficamente a trajetória de Δh em função de t , sendo Δh a deformação na direção da aplicação da carga e t o tempo decorrido desde o início do ensaio, conforme ilustrado na Figura 3.9.

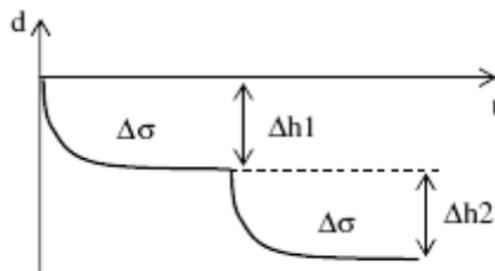


Figura 3.9 Curva de assentamento vs tempo para um ensaio com 2 escalões de carga.

As deformações são calculadas por:

$$\varepsilon = \frac{\Delta h}{h_0} = \frac{\Delta e}{1 + e_0} \quad (3.6)$$

e

$$\Delta h = \frac{\Delta e}{1 + e_0} \cdot h_i = \Delta \sigma' \cdot h_i \cdot m_v \quad (3.7)$$

Sendo,

σ'_z - tensão efetiva vertical

$\Delta \sigma'$ - Acréscimo de tensão efetiva;

$\Delta \varepsilon_z$ - Variação da extensão vertical;

Δe - Variação do índice de vazios;

e_0 - Índice de vazios inicial ;

Δh - Variação da altura da amostra devido ao acréscimo de tensão $\Delta \sigma'$;

m_v - Coeficiente de compressibilidade volumétrico;

h_i - Altura da amostra no início do intervalo.

Desta forma é possível traçar os resultados do ensaio graficamente sendo obtidas as trajetórias calculando a variação do índice de vazios a partir dos deslocamentos verticais, uma vez que a deformação volumétrica corresponde à deformação vertical conforme já demonstrado.

O gráfico apresentado na Figura 3.10, permite representar a variação do índice de vazios durante o carregamento aplicado no ensaio edométrico.

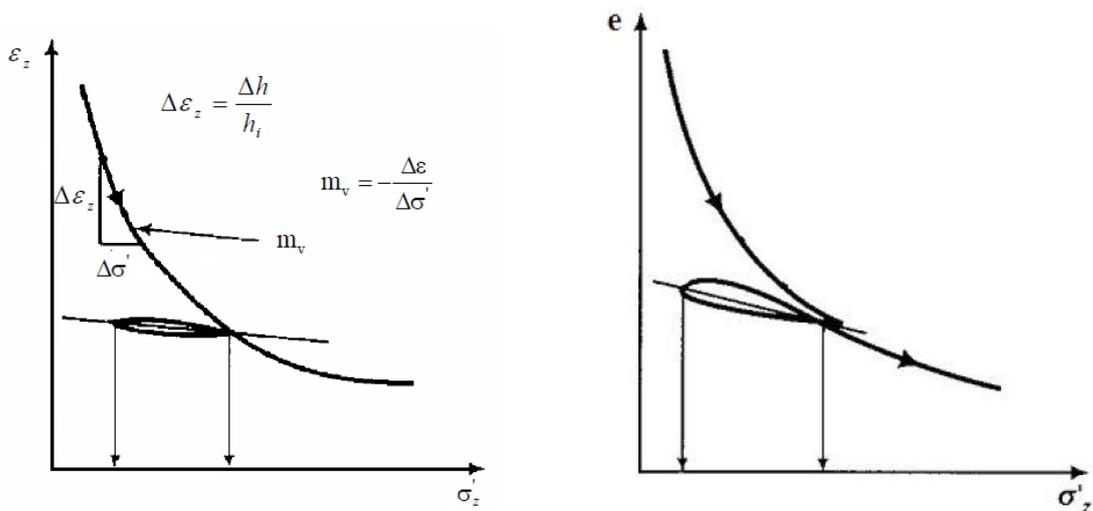


Figura 3.10 Variação de e e de ε_z em função da tensão efetiva vertical.

Sendo que,

$$m_v = -\frac{H_i - H_f}{H_i} \frac{1000}{\sigma'_{v2} - \sigma'_{v1}} = c_m \quad (3.8)$$

Onde σ'_{v1} é a pressão exercida à amostra no anterior incremento de carga (kPa), σ'_{v2} é a pressão exercida à amostra no incremento de carga a considerar (kPa), sendo m_v o coeficiente de compressibilidade volumétrico dado em MPa^{-1} .

Na terminologia de engenharia de reservatórios é comum a utilização do termo coeficiente de compactação uniaxial, c_m pelo que posteriormente apenas será utilizado este termo.

Assumindo que a variação de volume da amostra quando sujeita a carregamento ocorre somente por variação do volume de vazios, podemos utilizar a variação do índice de vazios para descrever a deformação experimentada pelo provete de acordo com:

$$\Delta e = \frac{\Delta h(1 + e_0)}{h_0} \quad (3.9)$$

Em que:

h_0 é a espessura inicial da amostra compressível, Δh a variação da espessura da camada e e_0 o índice de vazios inicial da amostra.

Do ensaio edométrico permite a determinação do módulo de deformabilidade edométrico edométrico (*Oedometer Modulos*), E_{ed} (Bhuiyan, et al., 2012) através da seguinte relação:

$$E_{ed} = \frac{\Delta\sigma_v}{\Delta\varepsilon_v} = E \frac{(1 - \nu)}{(1 - 2\nu)(1 + \nu)} \quad (3.10)$$

Onde $\Delta\sigma_v$ e $\Delta\sigma_h$ representam a variação da tensão vertical (axial) e horizontal (confinamento), respetivamente e $\Delta\varepsilon_v$ representa a extensão vertical do provete.

E o incremento de tensão de confinamento é dado por:

$$K_0 = \frac{\Delta\sigma_h}{\Delta\sigma_v} = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (3.11)$$

Sendo ν o coeficiente de Poisson.

3.3 Modelos constitutivos

Para se estudar o comportamento tensão/deformação dos materiais é necessário estabelecer as teorias sobre os aspetos predominantes deste comportamento. Tais teorias permitem a formulação de equações matemáticas que possibilitam a representação do comportamento do material. Estas equações são denominadas por equações constitutivas ou modelos constitutivos.

Deste modo é necessário incorporar ao Software numérico um modelo constitutivo, sendo este definido por um determinado número de parâmetros, que seja capaz de descrever a relação entre a tensão e a deformação de um material rochoso quando submetido a variações no seu estado de tensão. Importa referir que para que o modelo seja realmente útil, deve permitir a utilização de parâmetros identificáveis mediante um número reduzido de ensaios simples.

A identificação dos parâmetros de qualquer lei constitutiva torna-se então fundamental e essencial ao bom sucesso da modelação numérica pretendida. Este facto torna-se mais evidente se o número de parâmetros da lei constitutiva for elevado. Estes parâmetros dividem-se em diretos e indiretos. Os parâmetros diretos são aqueles que podem ser quantificados com base em ensaios de caracterização física ou mecânica. Os parâmetros indiretos são aqueles que são de difícil determinação ou que não tem representatividade física direta. Inicialmente, a estimativa dos parâmetros indiretos deve ter como base correlações ou conhecimento existente da aplicação da lei em materiais semelhantes. Só depois é que estes parâmetros devem ser calibrados para simulações de ensaios laboratoriais, com o objetivo de ajustar a curva numérica com a experimental.

3.3.1 Modelo Morh-Coulomb

Assume-se no modelo Mohr-Coulomb que o comportamento da rocha é elástico perfeitamente plástico e é definido por cinco parâmetros, i.e., E – Modulo de elasticidade, ν – Coeficiente de Poisson; ϕ – ângulo de atrito (em graus) e c – coesão e ψ para o ângulo de dilatação (em graus). O modelo descreve o comportamento das rochas e a sua utilização é recomendada numa primeira análise (PLAXIS, 2015).

3.3.2 Modelo Hardening Soil

O modelo *Hardening Soil* é um modelo elastoplástico com endurecimento também utilizado na simulação do comportamento mecânico de solos e rochas. À semelhança do modelo Mohr-Coulomb, o modelo *Hardening soil* é definido por ϕ – ângulo de atrito, c – coesão e ψ – ângulo de dilatação. Porém a rigidez do solo é definida através de parâmetros que permitem prever o comportamento da rocha de uma forma mais precisa, i.e., através do módulo de deformabilidade a 50% da tensão de rotura, E_{50} , módulo de descarga, E_{ur} e o módulo de deformabilidade por carregamento edométrico, E_{ed} . Contrariamente ao modelo Mohr-Coulomb, o modelo *Hardening Soil* consegue simular o aumento da rigidez dos materiais rochosos com o aumento das tensões (endurecimento), uma vez que apresenta uma relação tensão-deformação não-linear do tipo hiperbólica. O parâmetro que contabiliza este efeito de endurecimento da rocha em função da tensão é dado pelo expoente da lei de potência, m . Este fator varia entre 0 e 1 consoante a

natureza da rocha. Cada parâmetro do modelo é responsável por reproduzir um determinado comportamento pelo que é possível dividi-los por categorias:

Rigidez dependente da tensão aplicada de acordo com a lei de potência Introdução do parâmetro m

Deformação plástica devido ao carregamento primário deviatórico	Introdução do parâmetro E_{50}^{ref}
---	--

Deformação plástica devido à compressão primária	Introdução do parâmetro E_{cod}^{ref}
--	---

Elasticidade Descarga/ Carga	Introdução do parâmetro E_{ur}^{ref} e ν_{ur}
------------------------------	---

Critério de rotura Morh- Coulomb	Introdução do parâmetro c, ϕ, ψ
----------------------------------	---

4 METODOLOGIA

Neste capítulo, descreve-se o caso de estudo assim como a metodologia seguida, com o objetivo de avaliar a influência da variação da tensão efetiva, durante o ciclo de produção de hidrocarbonetos, na deformação da rocha reservatório. Neste estudo, a avaliação da deformação da rocha reservatório é feita com base em 2 vertentes: Métodos laboratoriais e métodos computacionais. Pretende-se comparar os resultados obtidos em ambos os métodos.

4.1 Metodologia experimental

No seguimento dos objetivos propostos para este trabalho, selecionou-se uma unidade geológica como alvo do estudo cujas características sejam análogas a reservatórios carbonatados – Calcário do Codaçal. A unidade de calcários do codaçal, pertence à formação Santo António-Candeeiros, aflora e é explorada em Codaçal, na Serra de S. Bento (Narciso, 2014).

Foram realizados ensaios edométricos por forma a estudar a compressibilidade da rocha supracitada de acordo com a norma BS 1733, parte 6, todavia não foram medidas as pressões de poros durante o ensaio. Os ensaios incluem somente a fase de carregamento por analogia à compactação dos reservatórios com a diminuição da pressão dos poros.

4.1.1 Preparação das amostras

A preparação dos provetes a partir dos blocos de calcário do Codaçal consistiu no corte em forma cilíndrica e retificação das superfícies por forma a obter um bom ajuste das mesmas ao equipamento de ensaio. Deste modo foram preparados 6 provetes com 62 mm de diâmetro e 34 mm de altura. Verificou-se a existência de elevada homogeneidade dos provetes, uma vez que não foram observadas irregularidades, zonas de fraqueza ou descontinuidades (ver Figura 4.1). Desta forma foi possível aferir a representatividade das amostras o que possibilitou a utilização de um reduzido número de provetes.



Figura 4.1 Provetes de rocha utilizados no ensaio edométrico.

A determinação do índice de vazios foi feita através da pesagem de cada amostra após 24h de secagem em estufa, m_{seca} e pesagem após 48 horas submersa em água, m_{sat} . A equação permite conhecer a massa de água que ocupou a porosidade efetiva.

$$m_{sat} - m_{seca} = m_{\text{água absor.}} \quad (4.1)$$

Conhecida a massa da água que ocupa o volume de poros efetivos quando a amostra se encontra saturada e através da massa específica da água ($999,8 \text{ Kg/m}^3$) obtém-se o volume de vazios, V_v . Conhecido V_t , por medição da amostra obtém-se V_s através da relação:

$$V_s = V_T - V_v \quad (4.2)$$

Sendo V_s o volume ocupado pelas partículas solidas na amostra, V_t o volume total da amostra e o volume de poros da amostra.

Obteve-se assim o índice de vazios inicial pela equação:

$$e_o = \frac{V_v}{V_s} \quad (4.3)$$

4.1.2 Montagem do provete

A amostra cilíndrica com dimensões de 34 mm de altura e 62 mm de diâmetro é solicitada de acordo com as hipóteses base da teoria de consolidação unidimensional de Terzaghi:

- A rocha encontra-se saturada (submersa);
- A rocha encontra-se confinada, sendo as deformações verticais (anel rígido);
- O fluxo é vertical (anel impermeável).

Após a recolha e preparação da amostra de rocha, esta é colocada no anel de confinamento (Figura 4.2) e submetida a carregamentos progressivos numa prensa edométrica, respeitando as seguintes condições:

- Cada carregamento (escalão de carga) é mantido por um período de 24h, durante o qual se fazem leituras da deformação vertical da amostra ao longo do tempo (0,1; 0,25; 0,5; 1; 2; 4; 8; 15; 30; 60; 120; 240; 480 e 1440 minutos).

Durante a fase de carga, cada carregamento adicional (novo escalão de carga) duplica a carga que se encontrava aplicada anteriormente, tal como seguido pela norma BS 1733, parte 6.

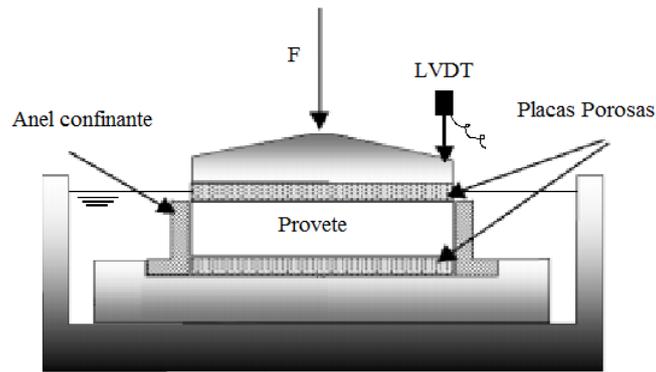


Figura 4.2 Esquema do ensaio edométrico.

No Quadro 4.1 apresenta-se o plano de carregamento com a respetiva duração, para as amostras ensaiadas. Note-se que as amostras 5 e 6 apenas foram submetidas a 3 escalões de carga uma vez que se verificou um andamento muito similar entre as primeiras amostras.

Quadro 4.1 Plano de carregamento do ensaio edométrico.

Escalão de carga	Amostra 1	Amostra 2	Amostra 3	Amostra 4	Amostra 5	Amostra 6
1	1880 kPa	1880 kPa	1880 kPa	1880 kPa	7520 kPa	7520 kPa
2	3760 kPa	3760 kPa	3760 kPa	3760 kPa	15040 kPa	15040 kPa
3	7520 kPa	7520 kPa	7520 kPa	7520 kPa	30080 kPa	30080 kPa
4	15040 kPa	15040 kPa	15040 kPa	15040 kPa	-	-
5	30080 kPa	30080 kPa	30080 kPa	30080 kPa	-	-

A escolha do último escalão de carga foi feita à luz do exemplo seguido de um reservatório real descrito na seleção 4.3. Nos ensaios tomaram-se valores tensão até 30 MPa à semelhança com a pressão dos poros existente aquando a descoberta do reservatório. Pretende-se desta forma aproximar as tensões utilizadas no ensaio edométrico com a variação da tensão efetiva observada no reservatório.

4.1.3 Equipamento

A prensa utilizada neste estudo encontra-se no Laboratório de Geomecânica do Instituto Superior Técnico:



Figura 4.3 Prensa edométrica.

Trata-se de uma prensa ELE (Figura 4.3) o que permitiu a aplicação de cargas axiais aos provetes ensaiados. O sistema é constituído por uma unidade de controlo com a capacidade de controlar a velocidade de aplicação da força.

Existem diversos acessórios utilizados na montagem do ensaio edométrico:

- Dois discos porosos de bronze, um a ser colocado no topo do provete e o outro na base. Os discos utilizados podem ser considerados “rígidos” por forma a garantir que a tensão de carregamento na face superior do provete é aplicada uniformemente.
- Um anel de confinamento em cobre indeformável para as cargas aplicadas no ensaio. Dado que o anel de confinamento utilizado neste ensaio foi concebido para ensaios em solos tornou-se necessário verificar se o mesmo seria capaz de impedir deformações laterais para um ensaio em que o provete é uma rocha obrigando a que as tensões aplicadas sejam muito superiores. Neste sentido foi realizado um esquema de montagem através da colocação de extensómetros eléctricos segundo a direção transversal do provete e através da simulação das cargas utilizadas no ensaio medir as deformações radiais. Uma vez que não foram medidas deformações radiais na amostra diz-se que o anel de cobre é indeformável;
- Célula de carga com capacidade de carga de 100 kN;
- LVDT (*Linear Variable Differential Transformer*) para leitura automática dos deslocamentos verticais.

4.1.4 Software de aquisição de dados

O registo das deformações verticais do provete foi realizado através de leituras de dados fornecidos pelo LVDT. Para isso foi implementado um código por forma a registar automaticamente as deformações verticais da amostra para os períodos de tempo definidos pela norma BS1377 parte 6. O código permitiu ainda controlar o carregamento aplicado na amostra ao longo do tempo de acordo com vários escalões de carga. Tornou-se necessário que o

carregamento da prensa simulasse um “peso morto” à semelhança com o que acontece quando a colocação de pesos no ensaio edométrico para solos. A fluência da rocha assim como a dissipação da pressão dos poros no interior do provete conduz a uma deformação da rocha ao longo do tempo conduzindo a uma redução da carga aplicada pela prensa, tornando desde modo necessário garantir que a unidade de controlo comunicasse com a prensa por forma a manter a carga constante de acordo com os tempos definidos.

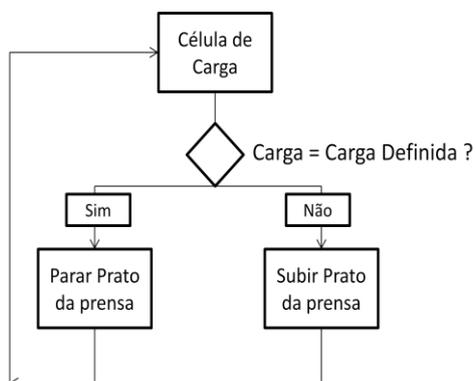


Figura 4.4 Representação esquemática do controlo da carga aplicada pela prensa.

4.2 Metodologia da simulação do ensaio edométrico

Para a concretização dos objetivos desta dissertação procedeu-se à modelação do ensaio edométrico no *Software* – Plaxis 2D. Trata-se de um Software que utiliza métodos de elementos finitos e permite uma análise bidimensional de estruturas geológicas.

4.2.1 Geometria e condições de fronteira mecânicas e hidráulicas

A criação do modelo iniciou-se pela modelação de um extrato com 34 mm de altura e 63mm de largura à semelhança com as dimensões da amostra ensaiada laboratorialmente. Relativamente às condições de fronteira e por forma a representar as condições impostas ao provete consideram-se apoios móveis lateralmente, que apenas permitem deslocamentos verticais. Quanto à base do modelo aplicou-se um apoio fixo que impossibilita deslocamentos em qualquer direção, conforme representado na Figura 4.5.

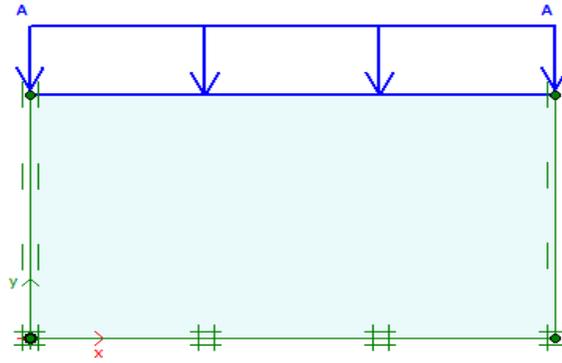


Figura 4.5 Representação esquemática das condições de fronteira.

A malha de elementos finitos adotada é composta por elementos triangulares de 15 nós. Esta malha, representada na Figura 4.6 foi gerada automaticamente pelo programa.

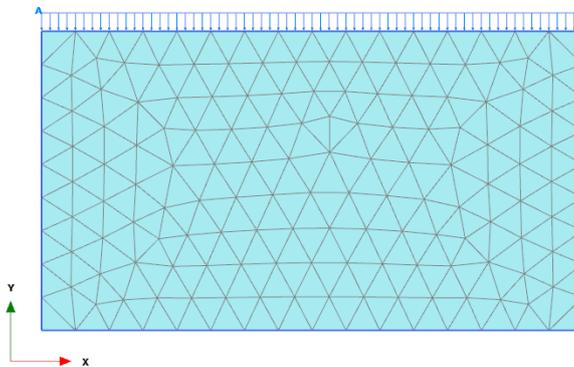


Figura 4.6 Malha de elementos finitos adotada com representação do carregamento aplicado.

4.2.2 Caraterização da rocha

Uma vez definida a malha e as condições de fronteira do modelo passou-se então à definição das propriedades da rocha. O plaxis dispõe de uma base de dados para solos contendo as propriedades físicas e mecânicas de acordo com o modelo constitutivo, contudo neste estudo por se tratar de uma rocha (calcário do codaçal) tornou-se necessário introduzir alguns parâmetros do material rochoso que não existiam naturalmente na biblioteca do programa. Tratando se de uma rocha não são considerados fenômenos de endurecimento pelo que se optou pelo modelo constitutivo Morh-Coulomb. A escolha do valor do coeficiente de Poisson adotado foi com base no estudo desenvolvido por Narciso (2014) que indicou também na análise do mesmo tipo de rocha. Em Narciso (2014) determinou-se o coeficiente de Poisson consoante a pressão de confinamento a que a rocha foi submetida, em que o valor variou entre 0,22 e 0,30. Opta-se para este estudo o valor de $\nu=0,25$. O modulo de Elasticidade, E foi determinado a partir do Modulo de elasticidade edométrico, E_{ed} obtido experimentalmente através do ensaio edométrico e pela relação entre os dois parametros descrita no manual do Plaxis:

$$E_{ed} = \frac{(1 - \nu)E}{(1 - 2\nu)(1 + \nu)} \quad (4.4)$$

4.2.3 Processo de cálculo

Uma vez definidas as condições iniciais da análise passou-se à fase de cálculos onde se consideram as fases do processo de cálculo.

A fase 0 corresponde à fase inicial definida por defeito pelo programa donde são definidas das tensões iniciais do modelo. No Plaxis as tensões iniciais podem ser geradas utilizando o procedimento K_0 ou usando *Gravity loading*. Deve ser usado o procedimento K_0 apenas em casos em que a superfícies sejam horizontais assim como todas as camadas de solo e níveis freáticos paralelos à superfície (PLAXIS, 2015). Por esta razão a geração de tensões iniciais foram definidas através do procedimento de K_0 .

Segue-se a fase construtiva, fase 1 onde é ativada a sobrecarga, assim como definido o nível freático e as faces drenantes do modelo (Figura 4.7). Ainda nesta fase, ativou-se o comando *Reset displacements to zero*, para “zerar” os deslocamentos provocados na fase inicial.

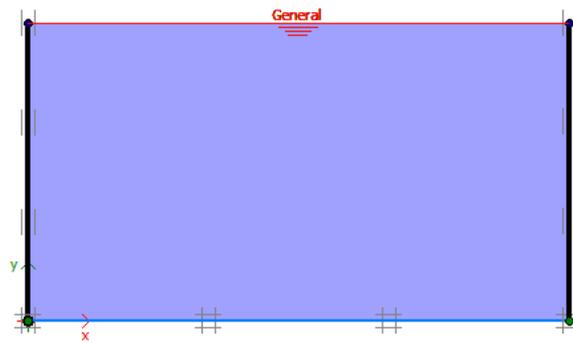


Figura 4.7 Representação esquemática das condições de fronteira que restringem a passagem da água. As condições impostas impedem que ocorra drenagem da água para as faces laterais e possibilita a passagem de água nos topos.

As restantes fases são definidas através do comando *Total Multipliers*, através do cálculo plástico sendo ainda definidas as cargas para cada fase do carregamento de acordo com o plano de carregamento utilizado no ensaio edométrico.

Após a definição de todas as fases de carregamento é realizado o cálculo, função que permite obter os resultados das tensões e deslocamentos em qualquer ponto da geometria para as diferentes fases construtivas.

4.3 Subsidiência à escala real

Para a análise do problema, tomou-se como referência o campo de gás Groningen apresentado por Castro, et al. (2005) e Nederlandse Aardolie Maatschappij (2013). Trata-se de um dos maiores campos de gás a nível mundial descoberto em 1959, tendo iniciado a sua produção em 1963. O volume inicial de gás em reservatório (*gas inicial in place - GIIP*) é cerca de $2,9 \times 10^9$ m³. A crista do reservatório situa-se a cerca de 3000 metros e a sua espessura varia entre 120 e 270 metros (Nagel, 2001) com uma extensão aproximadamente igual a 900 Km². A pressão dos poros na descoberta é de aproximadamente 35 MPa.

A utilização do campo de gás Groningen neste estudo deve-se à existência de informação disponível com dados reais provenientes da monitorização em campo. A comparação dos resultados dos ensaios edométricos aplicados neste estudo com os resultados das medições efetuadas *in situ*, exige o conhecimento das pressões de poros medidas ao nível do reservatório ao longo do seu ciclo produtivo assim como dados referentes à subsidiência observada à superfície para o mesmo período.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Caso de estudo do reservatório Groningen

Tomando o exemplo do reservatório de gás apresentado anteriormente e com base no estudo de Doornhof, et al. (2006) e no de Nederlandse Aardolie Maatschappij (2013) foram analisados os dados relativos à monitorização da subsidência observada em campo.

Doornhof, et al. (2006) fornece as medições obtidas pela monitorização da subsidência induzida, i.e. apenas devido à depleção do reservatório, e da compactação do reservatório ao longo da sua produção. O gráfico da Figura 5.1 relaciona a compactação ao nível do reservatório, medido através de um poço de monitorização, com a subsidência induzida à superfície. Verifica-se assim a existência de uma relação quase linear entre a subsidência e a compactação do reservatório.

Estabeleceu-se a linha de tendência dos dados da monitorização mostrando que existe uma variação linear entre a compressibilidade e a subsidência, com a pressão de poros dada pelas equações apresentadas.

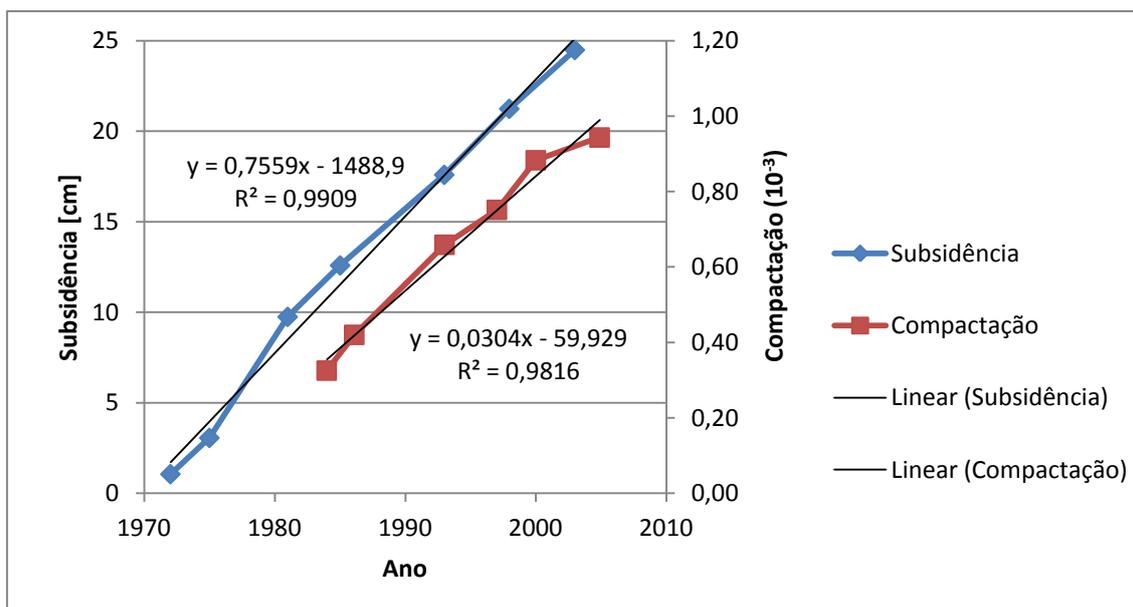


Figura 5.1 Registo da compactação e subsidência do reservatório de gás Groningen ao longo da sua produção.

Será estudado o contributo da compactação do reservatório na subsidência à superfície. Pretende-se desta forma conhecer em termos relativos o efeito do assentamento do reservatório à superfície. Uma vez conhecida a deformação unitária do reservatório ao longo do tempo torna-se assim necessário conhecer a espessura do reservatório. Dado que a espessura do reservatório

varia entre 120 e 270 metros serão analisados dois cenários a fim de majorar e minorar o seu valor.

Espessura do reservatório – 120 m

Através das leituras obtidas na monitorização da compactação do reservatório no período compreendido entre 1984 e 2000 (período em que se conhecem ambos os valores) apresentado no Quadro 5.1 é feita uma comparação com os dados da subsidência.

Quadro 5.1 Comparação do assentamento do reservatório com os valores de subsidência medidos à superfície assumindo reservatório com espessura igual a 120m.

Ano	Subsidência [cm]	Compactação (10⁻³)	$\Delta H_{Reserv.}$ com H= 120 m [cm]	$\frac{\Delta H_{Reserv.}}{Subsidência}$
1984	12,0	0,33	3,96	0,33
1986	13,3	0,42	5,04	0,38
1993	17,5	0,66	7,92	0,45
1997	20,5	0,75	9,00	0,43
2000	22,5	0,88	10,56	0,47

Espessura do reservatório – 270 m

Para as regiões do reservatório onde se verifica H=270 m obtém-se a relação de assentamento do reservatório com a subsidência indicada no Quadro 5.2.

Quadro 5.2 Comparação do assentamento do reservatório com os valores de subsidência medidos à superfície assumindo reservatório com espessura igual a 270m.

Ano	Subsidência [cm]	Compactação (10⁻³)	$\Delta H_{Reserv.}$ com H= 270 m [cm]	$\frac{\Delta H_{Reserv.}}{Subsidência}$
1984	12,0	0,33	8,91	0,74
1986	13,3	0,42	11,34	0,85
1993	17,5	0,66	17,82	1,02
1997	20,5	0,75	20,25	0,99
2000	22,5	0,88	23,76	1,06

Dos valores obtidos nos Quadro 5.1 e Quadro 5.2 é possível estabelecer uma razão entre a compactação e a subsidência. Verifica-se uma tendência de aumento deste valor ao longo da produção, conforme expectável. Significa isto que a compactação do reservatório apresenta um ligeiro aumento da compactação relativamente à subsidência. Podemos apontar como causa deste fenómeno o atraso da resposta da deformação das formações sobrejacentes ao reservatório combinado com o aumento da produção (aumento do numero de poços).

5.1.1 Coeficiente de compactação uniaxial – Reservatório Groningen

Pretende-se nesta secção discutir a representatividade do ensaio edométrico na avaliação da compactação do reservatório Groningen. Conforme já discutido anteriormente, o ensaio edométrico permite determinar o coeficiente de compactação uniaxial de uma amostra de

reservatório, porém torna-se necessário estudar a sua adequabilidade na avaliação da compressibilidade da rocha em condições *in situ*.

Doornhof, et al. (2006) apresenta graficamente a relação entre a subsidência medida à superfície com a pressão dos poros medida no interior do reservatório. Estabeleceu – se uma linha de tendência mostrando uma relação linear dada pela equação apresentada no gráfico da Figura 5.2

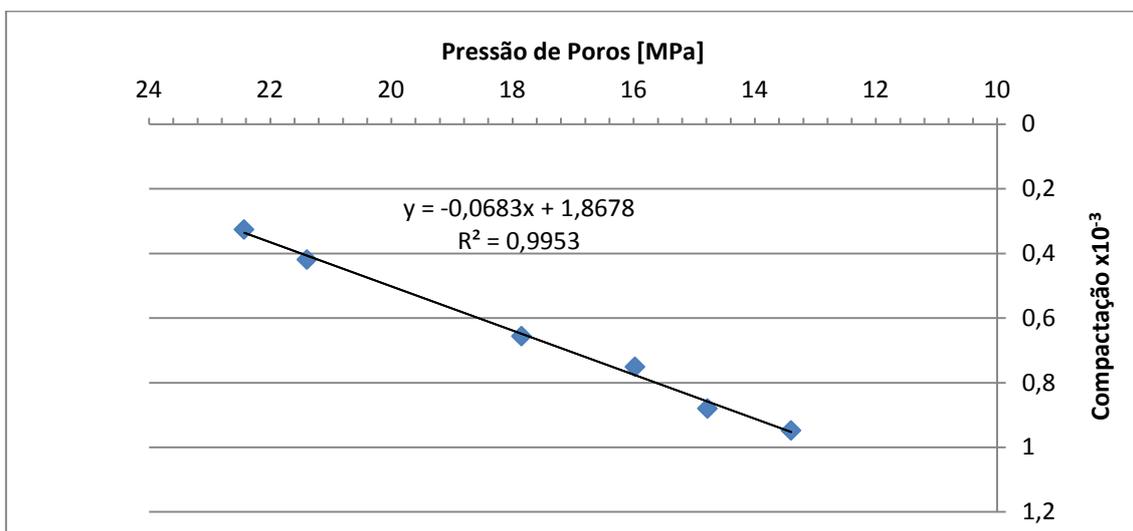


Figura 5.2 Representação gráfica da pressão dos poros com a compactação verificada no reservatório de gás Groningen.

Da equação (3.7) e do declive da regressão linear obtida no gráfico Figura 5.2 obtém-se $c_m=6,83 \times 10^{-5} \text{MPa}^{-1}$, sendo este o coeficiente de compactação uniaxial verificado no reservatório.

Em Doornhof, et al. (2006) foram ainda realizados ensaios edométricos a fim de avaliar a compressibilidade do reservatório. Os ensaios foram realizados em 5 amostras donde se obteve $c_m = 6,0 \times 10^{-5} \text{MPa}^{-1}$ para escalões de carga entre 33 e 10 MPa. Verifica-se desta forma uma boa aproximação entre os resultados do ensaio edométrico com os dados verificados ao nível do reservatório.

5.2 Ensaio edométrico

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos nos ensaio edométricos na determinação dos parâmetros mecânicos da unidade de Calcários do Codaçal com o intuito de estudar a sua compressibilidade. Os resultados obtidos nos ensaios edométricos correspondem à variação das propriedades físicas da rocha, nomeadamente o índice de vazios assim como os parâmetros de deformabilidade, nomeadamente o coeficiente de compactação uniaxial durante a fase de carregamento.

5.2.1 Varição do Índice de vazios

Na Figura 5.3 são apresentados os resultados do índice de vazios, determinados de acordo com a equação (3.9), em função da tensão efetiva aplicada em escala logarítmica das amostras estudadas. Apresentam-se no Quadro 5.3 o índice de vazios inicial das amostras.

Quadro 5.3 Índice de vazios inicial das amostras.

	Amostra 1	Amostra 2	Amostra 3	Amostra 4	Amostra 5	Amostra 6
Índice de vazios inicial	0,130	0,120	0,080	0,077	0,112	0,122

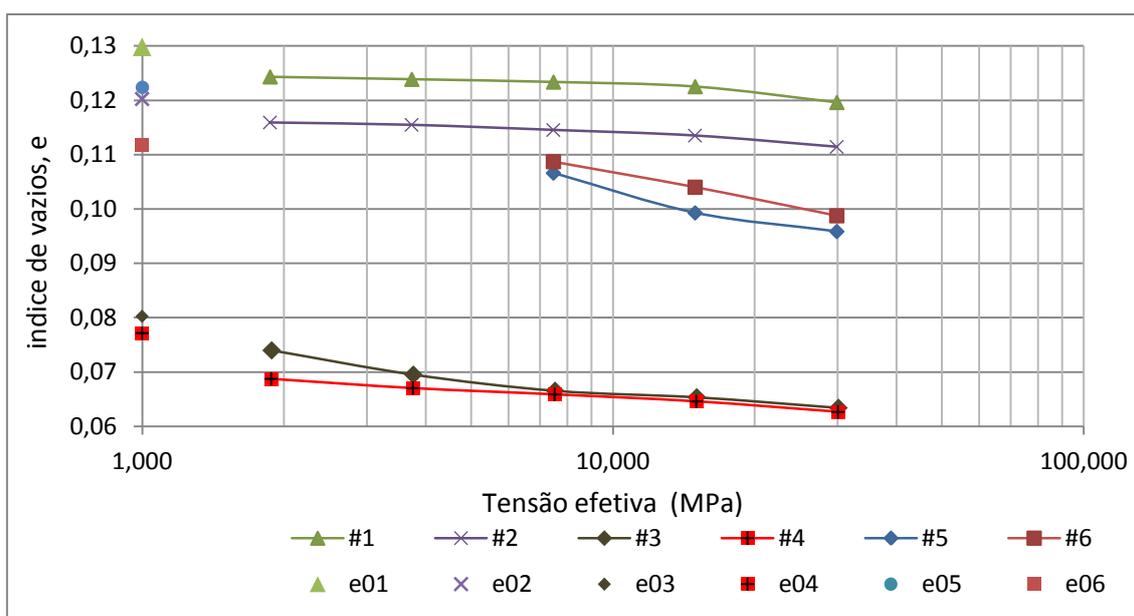


Figura 5.3 Representação gráfica do índice de vazios em função da tensão efetiva determinado com base no ensaio edométrico. A ordenada na origem representa o índice de vazios inicial, e_0 .

A norma BS 1377 estabelece a apresentação do gráfico dos deslocamentos em função do tempo para cada patamar. Na Figura 5.4 apresenta-se os assentamentos medidos segundo escalão de carga para os provetes ensaiados

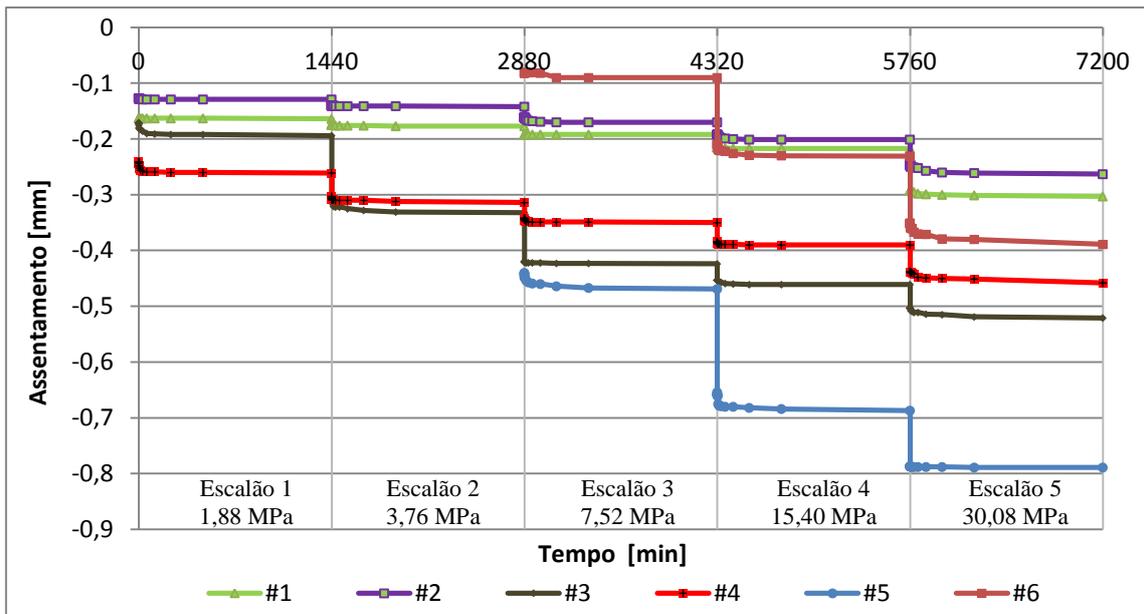


Figura 5.4 Deslocamento axial do provete para segundo os escalões de carga aplicados (1,88MPa, 3,76MPa, 7,52MPa, 15,40MPa, 30,084MPa).

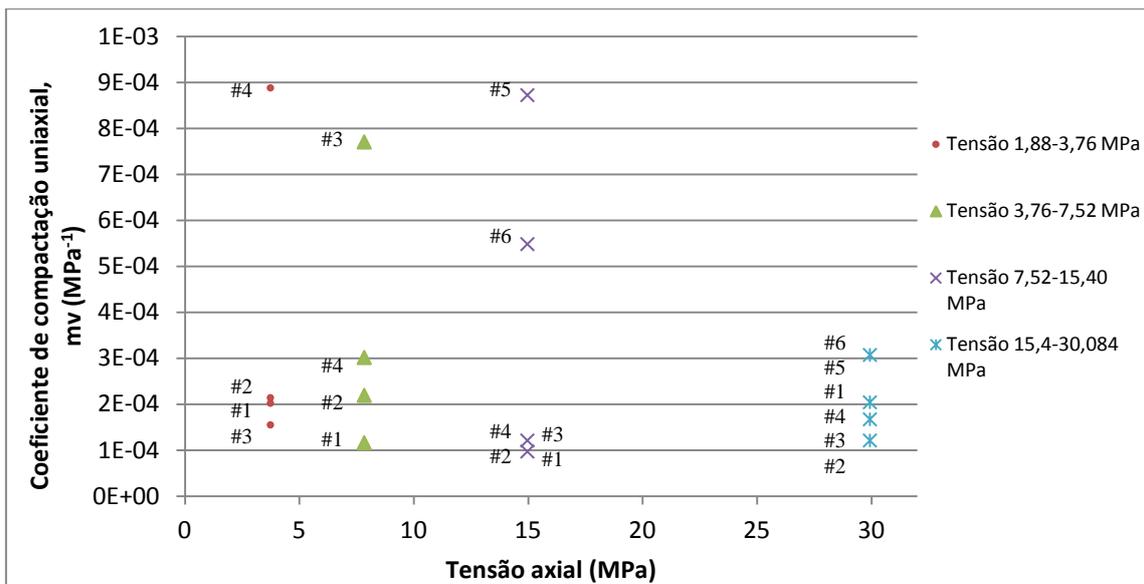


Figura 5.5 Coeficientes de compactação uniaxial por escalão de carga. As amostras estão identificadas por #1,#2,#3, #4, #5 e #6.

Foi eliminado o valor do coeficiente de compactação uniaxial da amostra 4 para o escalão de carga 1,88-3,76 MPa devido à incoerência com os restantes escalões da amostra.

Verifica-se uma influência dos escalões de carga aplicados no decorrer do ensaio edométrico com os valores de c_m .

Os coeficientes de compactação uniaxial médios, considerando desde o primeiro escalão de carga até ao último escalão para amostras apresentam-se no Quadro 5.4.

Quadro 5.4 Coeficientes de compactação uniaxial médios determinados no edométrico - Amostras de calcário do codaçal.

	Amostra 1	Amostra 2	Amostra 3	Amostra 4	Amostra 5	Amostra 6
c_m [MPa ⁻¹]	1,44x10 ⁻⁴	1,40x10 ⁻⁴	3,65x10 ⁻⁴	2,20x10 ⁻⁴	4,27x10 ⁻⁴	3,87x10 ⁻⁴

Os valores de c_m estão em concordância com os valores encontrados na bibliografia, Figura 3.5. Estas referências indicam uma dependência dos valores de c_m com a carga aplicada, isto é, escalões de carga entre 30 e 60 MPa produzem valores de c_m na ordem de 0,1 x10⁻⁴ MPa⁻¹ – 0,5x10⁻⁴ MPa⁻¹ enquanto para escalões de carga entre 10-20 MPa produzem valores de c_m maiores. Esta constatação levou a testar 2 amostras (amostra 5 e 6) com 3 escalões de carga a começar em 7,52 MPa até 30,8 MPa.

5.3 Comparação entre simulação numérica e resultados do ensaio edométrico

Os ensaios laboratoriais permitiram determinar os parâmetros como se referiu na página 45 necessários à calibração do modelo no Plaxis.

Para a análise do módulo de deformabilidade edométrico, E_{ed} e posterior comparação com o mesmo parâmetro obtido pela simulação numérica consideraram-se as cargas desde o primeiro escalão (1880 kPa ou 7520 kPa) aplicadas no ensaio edométrico até ao último escalão de carga aplicado (30080 kPa). Determinou-se o módulo de deformabilidade edométrico, E_{ed} através da equação (5.1), e apresentada na Figura 3.10.

$$c_m = m_v = \frac{\Delta \varepsilon}{\Delta \sigma'} \quad (5.1)$$

e a partir da lei de Hooke:

$$E_{ed} = \frac{\Delta \sigma'}{\Delta \varepsilon} \quad (5.2)$$

Substituindo (5.1) em (5.2) obtém-se,

$$E_{ed} = \frac{1}{c_m} \quad (5.3)$$

Amostra 1

Os parâmetros seleccionados no modelo Mohr-Coulomb, para a amostra 1 apresentam-se no Quadro 5.5.

Quadro 5.5 Parâmetros de entrada do modelo Mohr-Coulomb – Simulação numérica do ensaio edométrico para a amostra 1.

E_{ed} [kN/m ²]	ν
$6,94 \times 10^6$	0,25

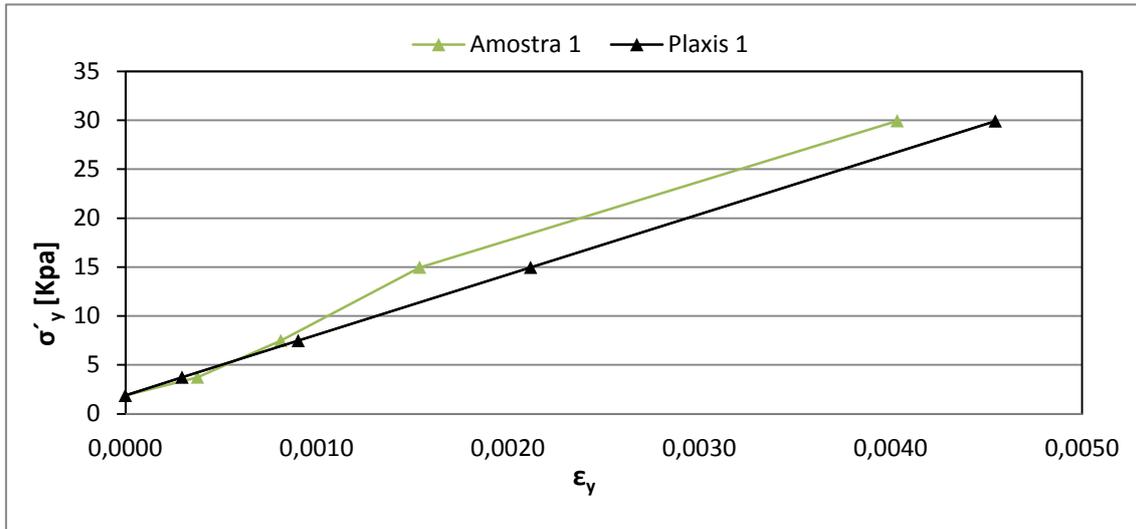


Figura 5.6 Curva tensão/deformação do ensaio edométrico e simulação Plaxis – Amostra 1.

No gráfico da Figura 2.4 observa-se que o ajuste das curvas experimentais e numéricas é bastante satisfatório validando a calibração do modelo.

Amostra 2

Os parâmetros selecionados no modelo Mohr-Coulomb para a amostra 2 apresentam-se no Quadro 5.6.

Quadro 5.6 Parâmetros de entrada do modelo Mohr-Coulomb – Simulação numérica do ensaio edométrico para a amostra 2.

E_{ed} [kN/m ²]	ν
$7,140 \times 10^6$	0,25

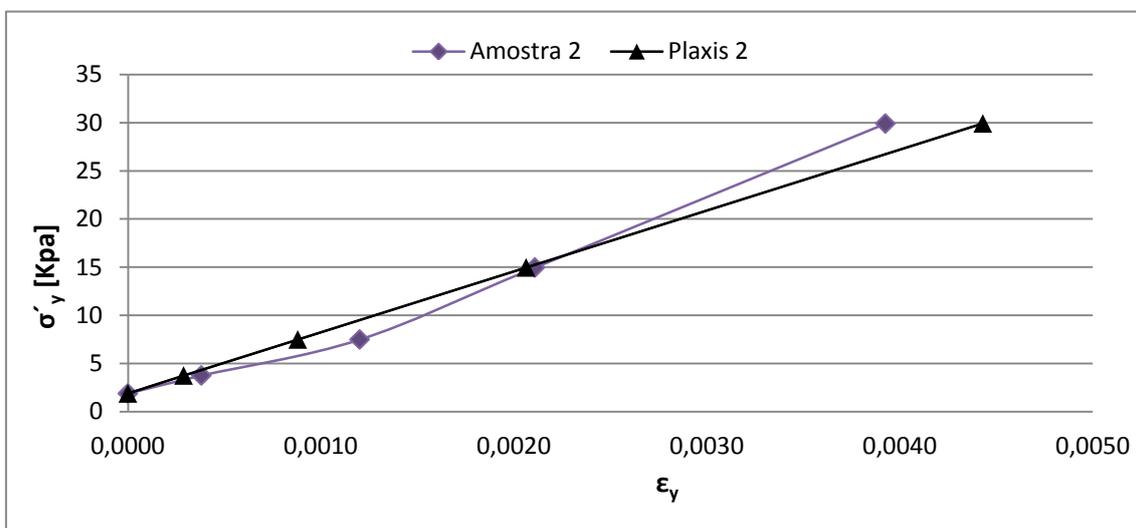


Figura 5.7 Curva tensão/deformação do ensaio edométrico e simulação Plaxis – Amostra 2.

Mais uma vez se observa um bom ajuste das curvas. A curva experimental apresenta uma variação aproximadamente linear podendo ser representado pelo modelo Mohr-Coulomb para tensões axiais entre 75,2 MPa e 30,8 MPa.

Amostra 3

Os parâmetros selecionados no modelo Mohr-Coulomb para a amostra 3 apresentam-se no Quadro 5.7.

Quadro 5.7 Parâmetros de entrada do modelo Mohr-Coulomb – Simulação numérica do ensaio edométrico para a amostra 3.

E_{ed} [kN/m ²]	ν
$2,74 \times 10^6$	0,25

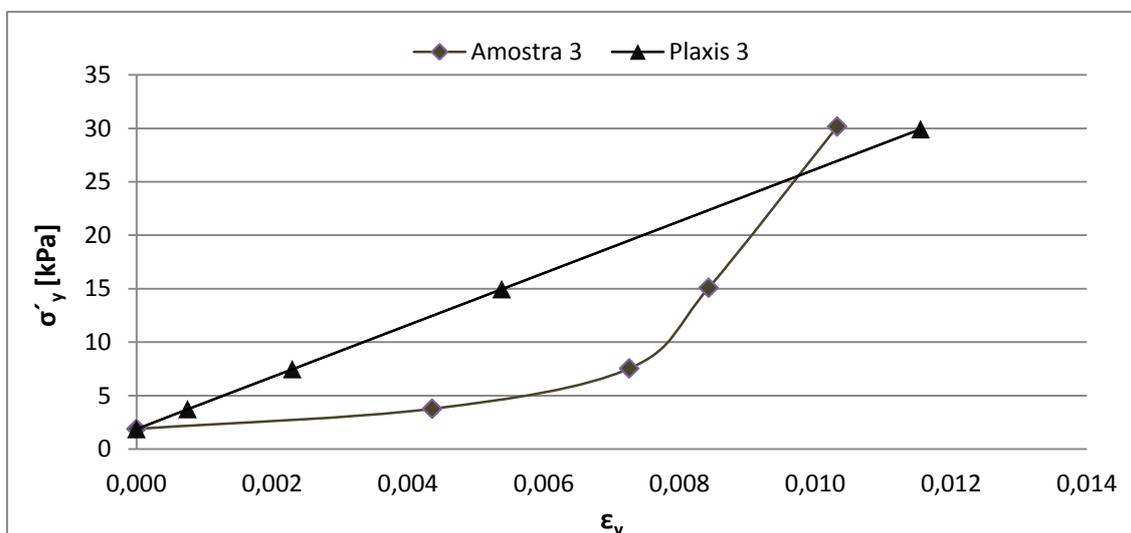


Figura 5.8 Curva tensão/deformação do ensaio edométrico e simulação Plaxis – Amostra 3.

A amostra 3 apresentou um comportamento não linear o que não permitiu um bom ajuste que até agora tinha sido verificado.

Amostra 4

Os parâmetros selecionados no modelo Mohr-Coulomb para a amostra 4 apresentam-se no Quadro 5.8.

Quadro 5.8 Parâmetros de entrada do modelo Mohr-Coulomb – Simulação numérica do ensaio edométrico para a amostra 4.

E_{ed} [kN/m ²]	ν
$4,55 \times 10^6$	0,25

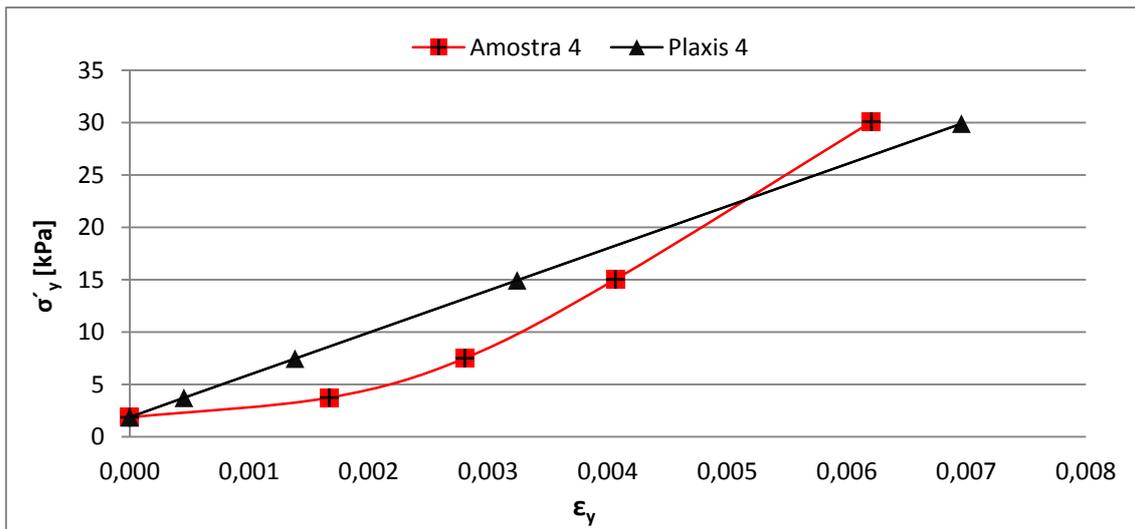


Figura 5.9 Curva tensão/deformação do ensaio edométrico e simulação Plaxis – Amostra 4.

A amostra 4 apresenta uma curva de tensão/ deformação não linear com alguma discrepância face à curva numérica.

Amostra 5

Os parâmetros selecionados no modelo Mohr-Coulomb para a amostra 5 apresentam-se no Quadro 5.9 Parâmetros de entrada do modelo Mohr-Coulomb – Simulação numérica do ensaio edométrico para a amostra 5. Quadro 5.9.

Quadro 5.9 Parâmetros de entrada do modelo Mohr-Coulomb – Simulação numérica do ensaio edométrico para a amostra 5.

E_{ed} [kN/m ²]	ν
$2,342 \times 10^6$	0,25

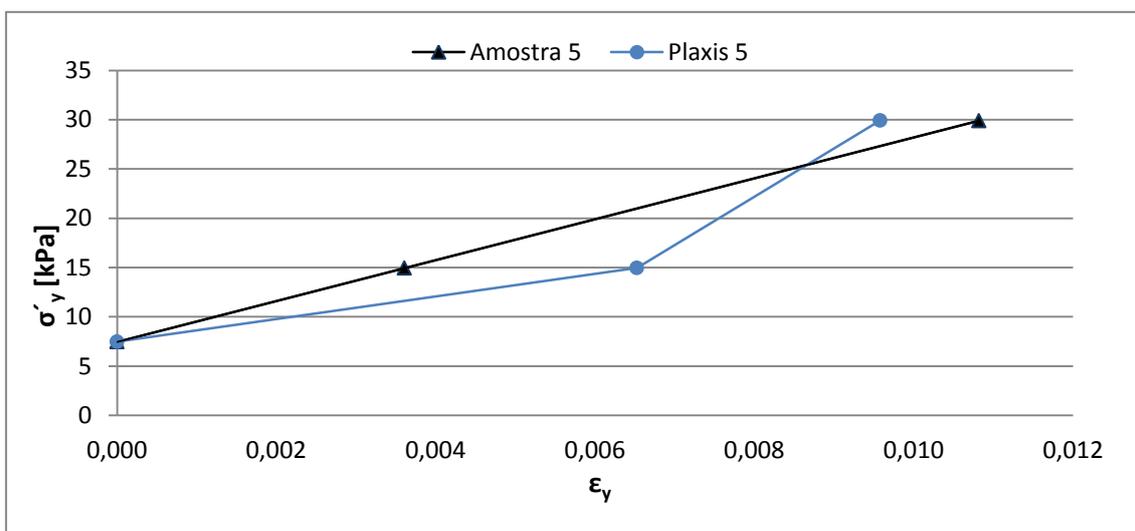


Figura 5.10 Curva tensão/deformação do ensaio edométrico e simulação Plaxis – Amostra 5.

Amostra 6

Os parâmetros selecionados no modelo Mohr-Coulomb para a amostra 6 apresentam-se no Quadro 5.10

Quadro 5.10 Parâmetros de entrada do modelo Mohr-Coulomb – Simulação numérica do ensaio edométrico para a amostra 6.

E_{ed} [kN/m ²]	ν
$2,58 \times 10^6$	0,25

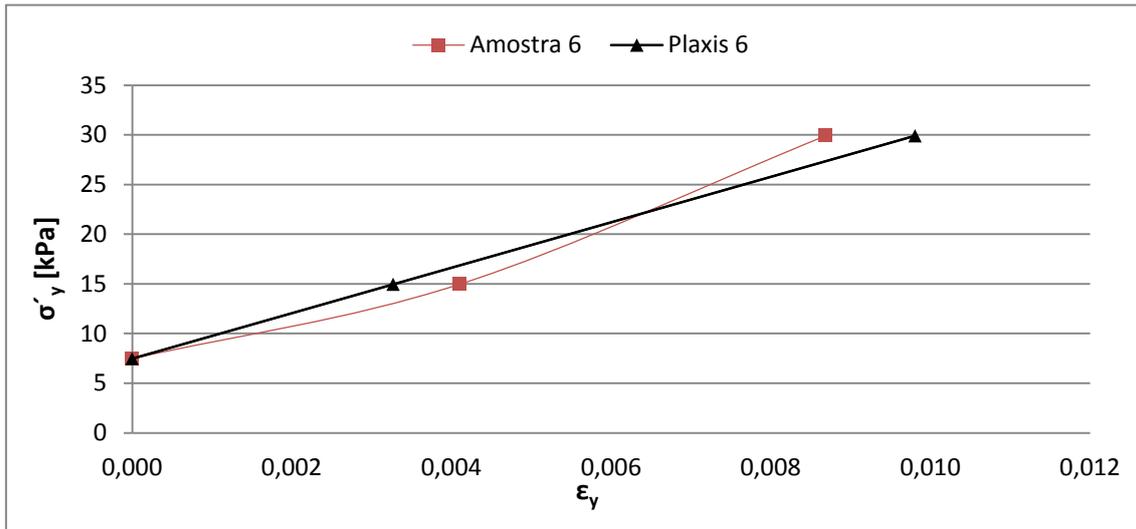


Figura 5.11 Curva tensão/deformação do ensaio edométrico e simulação Plaxis – Amostra 6.

A curva experimental da amostra 6 apresenta uma variação aproximadamente linear podendo ser representado pelo modelo Mohr-Coulomb para tensões axiais entre 7,52 MPa e 30,8 MPa.

6 CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

6.1 Conclusões

O trabalho desenvolvido teve como principal objetivo estudar a adequabilidade da aplicação de ensaios laboratoriais a estudos de compactação de reservatórios e da subsidência associada a este mecanismo em campos petrolíferos. Para tal, realizou-se uma pesquisa bibliográfica por forma a compreender as limitações dos diversos ensaios laboratoriais quando extrapolados para a escala real. Conclui-se que, não obstante o fenómeno de subsidência ser um assunto bastante estudado, a informação relativa aos dados de campo observados em campos petrolíferos é de acesso muito restrito.

No caso de estudo do reservatório de Groningen, verificou-se a existência de uma boa concordância entre o valor do c_m , dos resultados de campo, retirados da bibliografia, $6,8 \times 10^{-5} \text{ MPa}^{-1}$ e os valores, $6 \times 10^{-5} \text{ MPa}^{-1}$, obtidos através do ensaio edométrico para amostras extraídas do reservatório. Considera-se assim demonstrada a relevância da utilização de ensaios edométricos na determinação do coeficiente de compactação da formação.

A adequabilidade da simulação do ensaio edométrico com o *software* Plaxis para a análise da compactação de reservatórios verifica-se, desde que:

- Se adequa a biblioteca de materiais, existente no *software*, uma vez que nela se listam materiais de compacidade inferior à das rochas carbonatadas;
- Se utilize o modelo constitutivo de Mohr Coulomb na simulação numérica pois os materiais rochosos não apresentam endurecimento Hardening Soil.

A realização do ensaio edométrico laboratorialmente permitiu estudar a compressibilidade do Calcário do Codaçal pela determinação do coeficiente de compactação uniaxial, c_m para cada um dos escalões de tensão aplicados. Obtiveram-se assim valores de c_m que variam entre $9,7 \times 10^{-5}$ e $8,7 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$ para o intervalo de tensões entre 1,87 e 29,94 MPa. Observou-se ainda uma tendência, apesar de pouco evidente, de diminuição do valor de c_m com aumento da tensão efetiva nos ensaios edométricos.

Relativamente aos ensaios laboratoriais realizados neste trabalho conclui-se que os valores obtidos se encontram de acordo com os que se encontraram na bibliografia para carbonatos.

Por fim, conclui-se pela adequação da metodologia adotada no trabalho: realização de ensaios laboratoriais a fim de calibrar um modelo numérico de ensaio, posteriormente utilizado de forma expedita e económica em diferentes fases da vida produtiva do reservatório, para determinar o coeficiente de compactação da formação reservatório. Com esta informação desenvolver um modelo de compactação que permita simular a subsidência à superfície.

6.2 Desenvolvimentos Futuros

Por último, neste capítulo, constam os desenvolvimentos futuros no âmbito deste trabalho que pretendem contribuir para melhorar o conhecimento do comportamento ao nível da deformação de reservatórios de hidrocarbonetos.

Considerando também que existem outros programas de cálculo de elementos finitos, torna-se interessante a modelação desde caso por forma a estudar a variabilidade dos resultados.

Relativamente à rocha analisada neste estudo salienta-se que apesar da sua homogeneidade aparentemente verificada, quer ao nível da porosidade efetiva quer à aparente inexistência de descontinuidades apresentou alguma discrepância ao nível da deformação por aumento da tensão. Torna-se importante realizar uma caracterização mais aprofundada da rocha através da avaliação de microfissuras por observação por via de microscópios eletrónicos (SEM- Scanning electron microscopes).

Considera-se necessário em estudos futuros o acesso a dados reais de outros reservatórios petrolíferos a fim de permitir a calibração de um modelo laboratorial e estabelecer modelos *in situ* capazes de modelar as bacias de subsidência durante e a após a fase produtiva dos reservatórios.

7 BIBLIOGRAFIA

Anon., 1967. Engineering geology of norwegian normally - consolidated marine clays as related to settlements of buildings. *Geotechnique, Seventh Rankine Lecture, vol 17*.

Assis, D. C. A. d., 2010. *Implementação de métodos explícitos de integração de tensões em programas de elementos finitos para análise geomecânica*. Universidade Federal de Pernambuco: Dissertação de Mestrado.

ASSIS, D. C. A. D., 2010. *Implementação de métodos explícitos de integração de tensões em programas de elementos finitos para análise geomecânica.*, Recife: Centro de tecnologia e geociências departamento de engenharia civil.

B.S. Gottfried, W. G. R. S., 1966. Numerical solution of the equations for one dimensional multi phase flow in porous media, SPEJ. p. 62–72.

Bell, J. S. & Dusseault, M. B., 1991. Scale effects and the use of borehole breakouts as stress indicators.. *Scale Effects in Rock Masses*, pp. 327-337.

Bhuiyan, M. H. et al., 2012. Static and dynamic behaviour of compacted sand and clay: Comparison between measurements in Triaxial and Oedometric test systems. *European Association of Geoscientists & Engineers*, December.

Bickley, M. C. & Curry, W. E., 1992. Designing Wells for Subsidence in the Greater Ekofisk Area. *SPE Europe Petrol Conf (Cannes, France, 92.11.16-18)*, pp. 55-64.

Biot, M. A., 1941. General Theory of Three-Dimensional Consolidation. *Journal of Applied Physics*, pp. 155-164.

Boade, R. R., Chin, L. Y. & Slemers, W. T., 1989. Forecasting of Ekofisk reservoir compaction and subsidence by numerical simulation. *J Pet Technol V41*, July, pp. 723-726.

Capasso, G. & Mantica, S., 2006. Numerical Simulation of Compaction and Subsidence Using ABAQUS. *ABAQUS Users' Conference* .

Castro, S. A., Caers, J. & Mukerji, T., 2005. The Stanford VI reservoir. May.

Chen, X., Wang, Y., Mei, Y. & Zhang, X., 2014. Numerical Simulation on Zonal Disintegration in Deep Surrounding Rock Mass. 30 January.

Clough, R. W. & Woodward, R. J., 1967. Analysis of embankment stresses end deformations. *JSMFE Division, ASCE*, pp. 529-549.

- Clough, R. W. & Woodward, R. J., 1967. *Analysis of embankment stresses end deformations*, s.l.: JSMFE Division, ASCE, 94(4): 529-549.
- Dake, L. P., 1978. *Fundamentals of reservoir engineering*. Netherlands: Shell Learning and Development.
- Donaldsons, G. V., Chilingarian, E. C. & Yen, T. F., 1995. *Subsidence due to fluid withdrawal*. Amsterdam: ELSEVIER SCIENCE B.V.
- Doornhof, D. et al., 2006. Compaction and Subsidence. pp. 50-68.
- Dusseault, M. B., 2011. Geomechanical Challenges in Petroleum Reservoir Exploitation. *KSCE Journal of Civil Engineering* 15(4):669-678.
- Enever, J. R., Walton, R. J. & Wold, M., 1990. Scale effects influencing hydraulic fracture and overcoming stress measurements. *Scale Effects in Rock Masses*, pp. 317-326.
- Eriksen, E. P. V., Schwall, G. & Mahmoud, S., 1998. Solving Casing Subsidence Problems with Downhole Activated Casing Slip Joints. *IADC/SPE Asia Pac Drill Tech Conf (Jakarta 98.09.07-09) Proc*, pp. 277-283.
- Falcão, F. d. O. L., 2013. *Simulação Hidromecânica de Reservatório Carbonático de Petróleo através de Pseudoacoplamento*. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro: Tese de Doutorado em Engenharia Civil.
- FALCÃO, F. O. L., 2002. *Efeitos Geomecânicos na Simulação de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- FAUERJ, 2008. *Compressibilidade e adensamento*, Faculdade de Engenharia da Universidade Estadual do Rio de Janeiro: Departamento de Estruturas e Fundações. Pós Graduação em Engenharia Civil.
- Finol, A. S. & Sancevic, Z. A., 1995. Subsidence in Venezuela, Subsidence Due To Fluid Witlidrawl. *Elsevier Developments in Petroleum Science*, p. 337–372.
- FJÆR, E. et al., 2008. *PETROLEUM RELATED ROCK MECHANICS*. 2nd EDITION ed. Elsevier: Developments in Petroleum Science 53.
- Floris, F. J., Bush, M. D., Cuypers, M. & F Roggero, A. R. S., 1999. Comparison of Production Forecast Uncertainty Quantification Methods - An Integrated Study. *Paper presented at 1st Conference on Petroleum Geostatistics*.

- Fredrich, J., Arguello, J., Deitrick, G. & Rouffignac, E. d., 2000. Geomechanical Modeling of Reservoir Compaction, Surface Subsidence, and Casing Damage at the Belridge Diatomite Field. *SPE Reservoir Eval. & Eng.* 3 (4), August.
- Ganzha, V. G. & Vorozhtsov, E. V., 1996. *Numerical Solutions for Partial Differential Equations: Problem Solving using Mathematica*. Florida: CRC PRESS.
- Geertsma, J., 1973. Land Subsidence Above Compacting Oil and Gas Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*.
- Gomes, I. F., 2009. *Implementação em elementos finitos das equações de pressão e saturação para simulação de fluxo bifásico em reservatórios de petróleo deformáveis*. Universidade Federal de Pernambuco - UFPE: Centro de Tecnologia e Geociências - CTG.
- Gonçalves, J. C. d. C., 2015. *Horizontais, Análise Geomecânica na Estabilidade de Poços*, Instituto Superior Técnico, Lisboa: Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia de Petróleos.
- Gueguen, Y. & Bouteca, M., 2004. *Mechanics of Fluid - Saturated Rocks*. San Diego, California: Elsevier Academic Press.
- Hadia, N. et al., 2007. Experimental and numerical investigation of one-dimensional waterflood in porous reservoir.
- Johnson, J. P., Rhett, D. W. & Siemers, W. T., 1989. Rock mechanics of the Ekofisk reservoir in the evaluation of subsidence. *Journal of Petroleum Technology*, pp. 717-722.
- Johnson, J. P., Rhett, D. W. & Slemers, W. T., 1989. Rock mechanics of the Ekofisk reservoir in the evaluation of subsidence. *J Pet Technol* V41. N7, pp. 717-722.
- Ketellar, V. B. H., 2009. *Satellite Radar Interferometry - Subsidence Monitoring Techniques*. The Netherlands: Springer.
- Keverling-Buisman, 1937. Results of long duration settlement tests.. *Proceedings of the First International Conference on Soil Mechanics and Foundation Engineering, vol 1*, pp. 103-107.
- Knaap, V. d., 1959. Non-linear behavior of elastic porous media. *Trans. AIME*, pp. 216: 179-186.
- Knaap, V. d. & Vlis, W. a. V. d., 1967. On the cause of subsidence in oil-producing areas. *Proceedings of 7th World Petroleum Congress, Mexico City, Mexico*.

- Knutson, C. F. & Bohor, B. F., 1963. Reservoir rock behavior under moderate confining pressure. *Rock Mechanics*, Issue Pergamon, New York, N.Y.
- Konietzky, H., 2014. Geomechanical Methods. *TU Bergakademie Freiberg, Geotechnical Institute*.
- Koros, W. et al., 2015. Comparison of Coupled One-Dimensional Subsidence Models. *Department of Engineering Science and IESE2, University of Auckland, New Zealand*.
- Leonid F. Khilyuk, G. V. C. J. O. R. J. a. B. E., 2000. *Gas Migration. Events Preceding Earthquakes (2000)*. Houston, texas: Gulf Publishing Company.
- Lewis, R. & Schrefler, B., 1987. *The Finite Element Method in the Deformation and Consolidation of Porous Media*. Great Britain: John Wiley & Sons.
- Li, F., 1990. Comparison of the results obtained from different techniques such as overcoring, hydrofracturing, breakouts and focal mechanism solutions. *Scale Effects in Rock Masses*, pp. pp. 279-287.
- Loos, J. M. d., 1973. In situ compaction measurements in Groningen observation wells. *Verhandelingen van het Koninklijk Nederlands geologisch mijnbouwkundig Genootschap*.
- Mayuga, M., 1970. Geology and Development of California's Giant - Wilmington Oil Field. *American Association of Petroleum Geologists*, pp. 158-184.
- Monteiro, M. T. T., 2012. *Métodos Numéricos: exercícios resolvidos aplicados à Engenharia e outras Ciências*, s.l.: Universidade do Minho.
- Nagel, N. B., 2001. Compaction and Subsidence Issues Within the Petroleum Industry: From Wilmington to Ekofisk and Beyond. *Phys. Chem. Earth (A), Vol. 26, Elsevier Science Ltd*, pp. 3-14.
- Narciso, J. M. F., 2014. *Previsão e modelação de pressão de poros utilizando velocidades sísmicas*, Instituto Superior Técnico: Dissertação para obtenção do grau mestre em Engenharia de Petróleos.
- Naveira, V. P., 2008. *Incorporação dos Efeitos Geomecânicos de Compactação e subsidência da compactação de Reservatórios de Petróleo*, Rio de Janeiro, Brasil: Dissertação de Mestrado.
- Nederlandse Aardolie Maatschappij, 2013. Subsidence, Induced Earthquakes and Seismic Hazard Analysis in the Groningen Field. *Technical Addendum to the Winningsplan Groningen*, November.

- Oliveira, G. L. P. d., Ceia, M. A. R. D. & Misságia, R. M., 2013. Experimental measurements of pore volume compressibility of sandstones and carbonates.. *Sociedade Brasileira de Geofísica - Thirteenth International Congress of the Brazilian Geophysical Society*, pp. 1-6.
- Pemper, R., Gold, R. & Nagel, N. B., 1998. Monitoring Formation Compaction. *Baker Hughes*, pp. 22-33.
- Pereira, L. C., 2007. Simulação de Fluxo em Reservatórios sob Efeito da Compactação. *Tese de Doutorado - Rio de Janeiro, Brasil, Setembro*.
- Plaxis, 2011. Reference Manual.
- PLAXIS, 2015. *Material Models Manual*, s.l.: s.n.
- Pruiksma, J. P., Breunese, J. N., Visser, K. v. T. -. & Waal, J. A. d., 2015. Isotach formulation of the rate type compaction model for sandstone. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences - Elsevier*, June.
- Ratigan, J. L., s.d. Scale effects in the hydraulic fracture test associated with the estimation of tensile strength. *Scale Effects in Rock Masses*, pp. 297-306.
- Rosa, A. J. & Carvalho, R. d. S., 2006. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. 1ª ed. Rio de Janeiro: Interciência.
- Samier, P. & Gennaro, S. d., 2007. Practical Iterative Coupling of Geomechanics. *SPE Reservoir Simulation Symposium*.
- Schutjens, P. & Heidug, W., 2012. On the pore volume compressibility and its application its application. *9 Th Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics*.
- Sen, V. & Settari, T., 2005. Coupled Geomechanical and Flow Modeling of Compacting Reservoirs. *The Leading Edge*.
- Silva, I. J. M. d., 2010. *Implementação via algoritmo implícito de modelos de fluência de rochas salinas em programa de elementos finitos*, Recife: UFPE.
- Suklje, L., 1957. The analysis of the consolidation process by the isotaches method. In: *The Fourth International Conference on Soil Mechanics and Foundation Engineering*.
- Sulak, R. M. & Danielsen, J., 1989. Reservoir aspects of Ekofisk subsidence. *J. Pet. Technol*, pp. 723-728.

Teatini, P. et al., 2005. A century of land subsidence in Ravenna. *Italy. Environmental Geology* 47, pp. 831-846.

Teixeira, C. F., 2006. *Análise Numérica de Ensaio em Solo Reforçado com Geogrelha*, Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

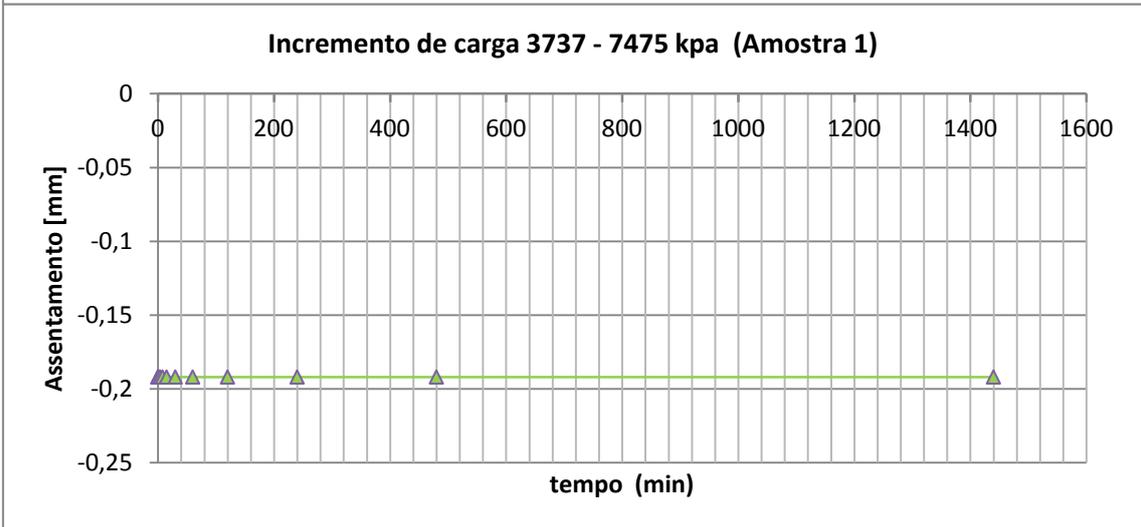
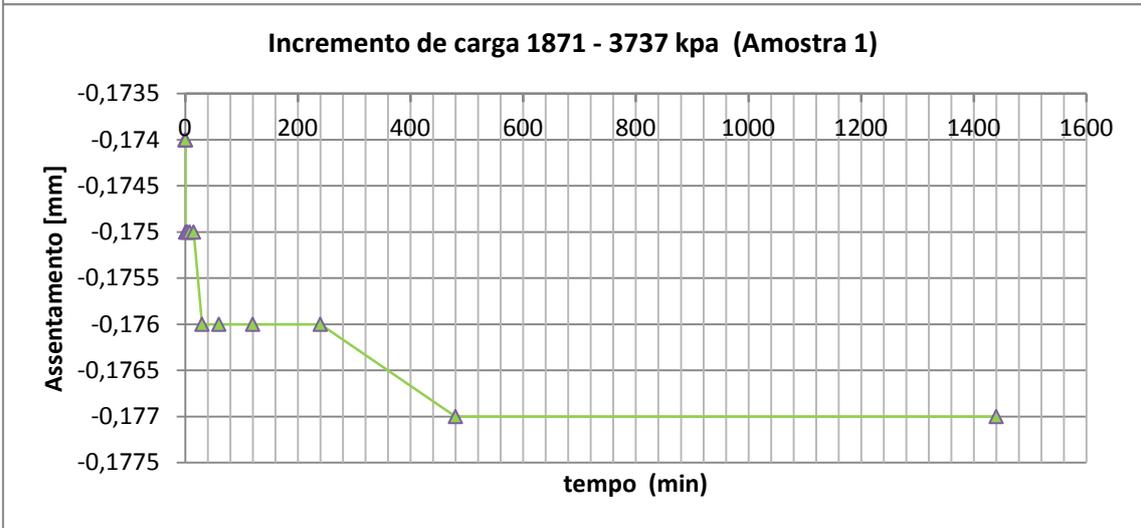
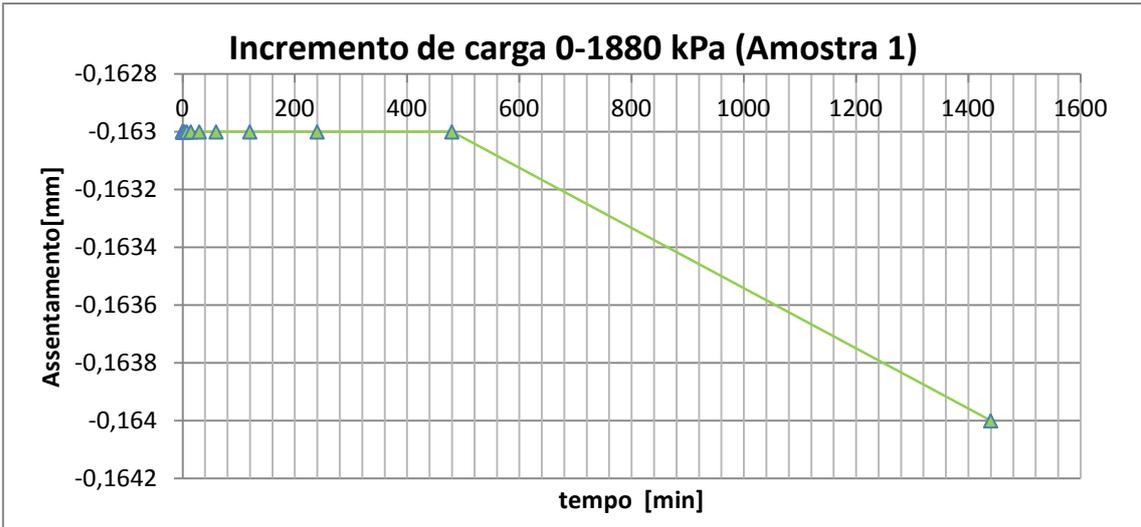
Valdez, O. E. A., 2013. *Aplicación de los modelos constitutivos para representar el comportamiento de tierra blanca joven (tbj), Unidad G*”, Universidad de el salvador: s.n.

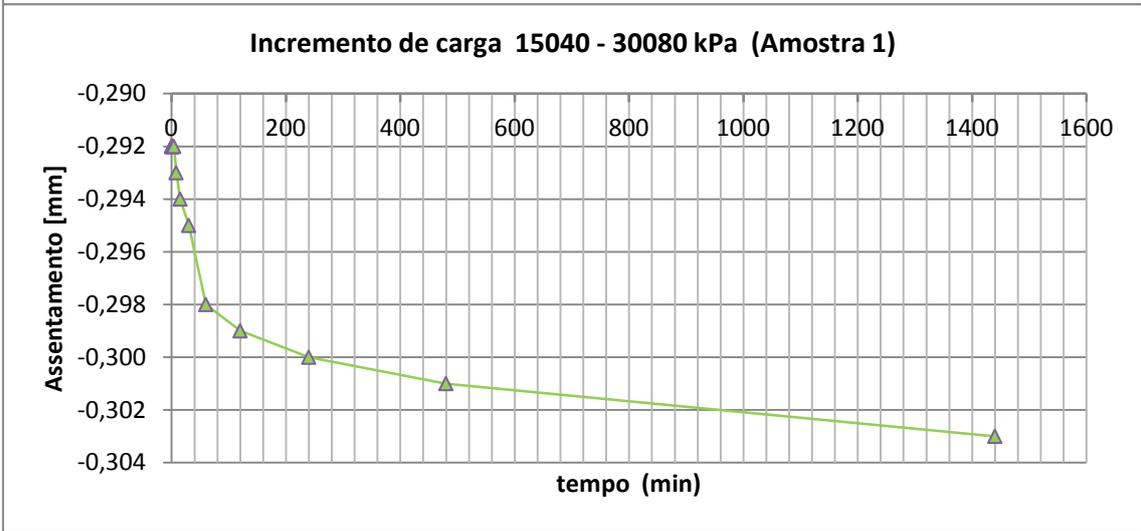
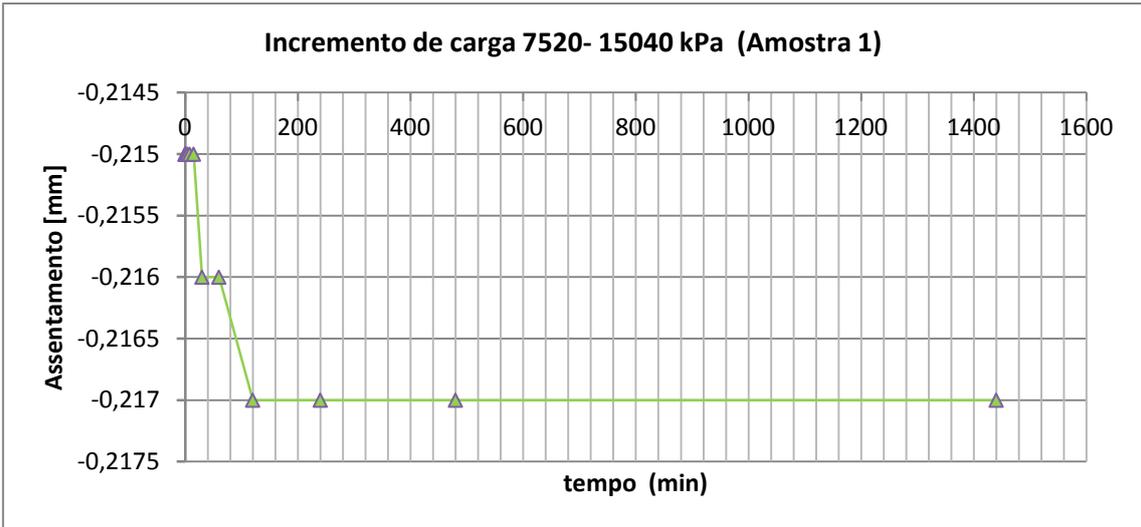
Waal, J. A. & Smits, R. M. M., 1988. Prediction of reservoir compaction and surface subsidence: Field application of a new model. *society petroleum engineers*, pp. 347-356.

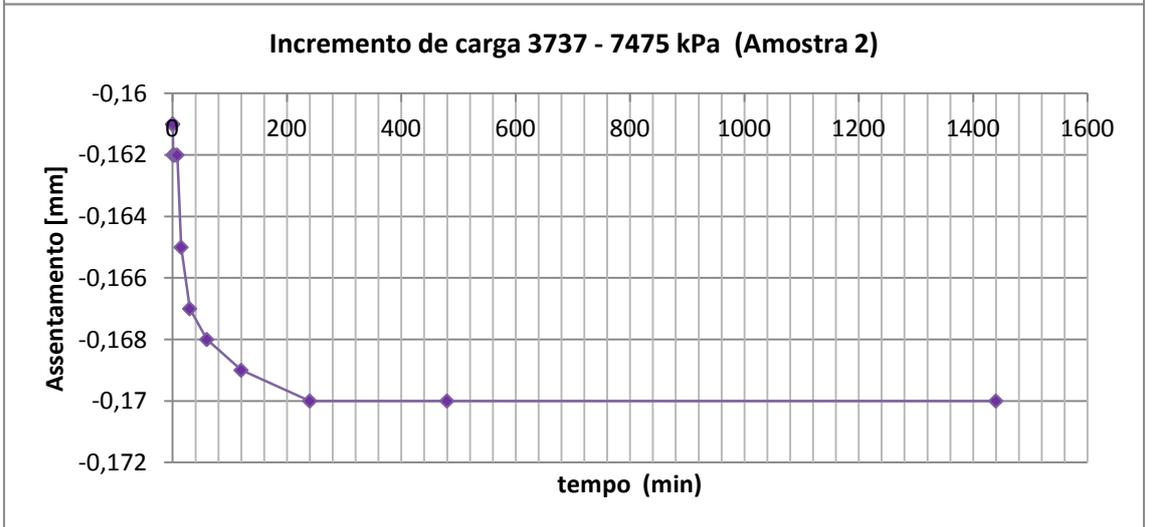
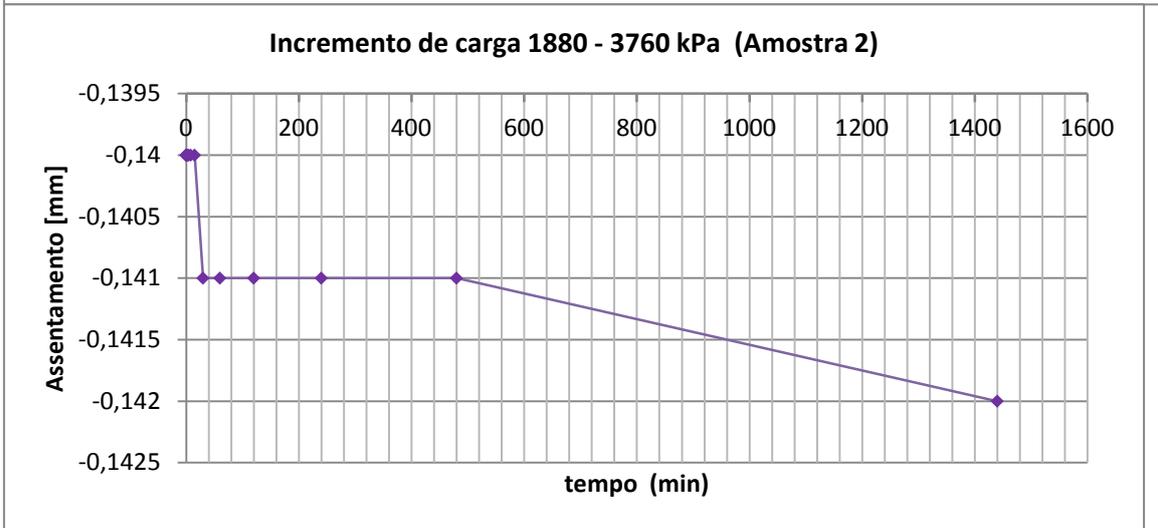
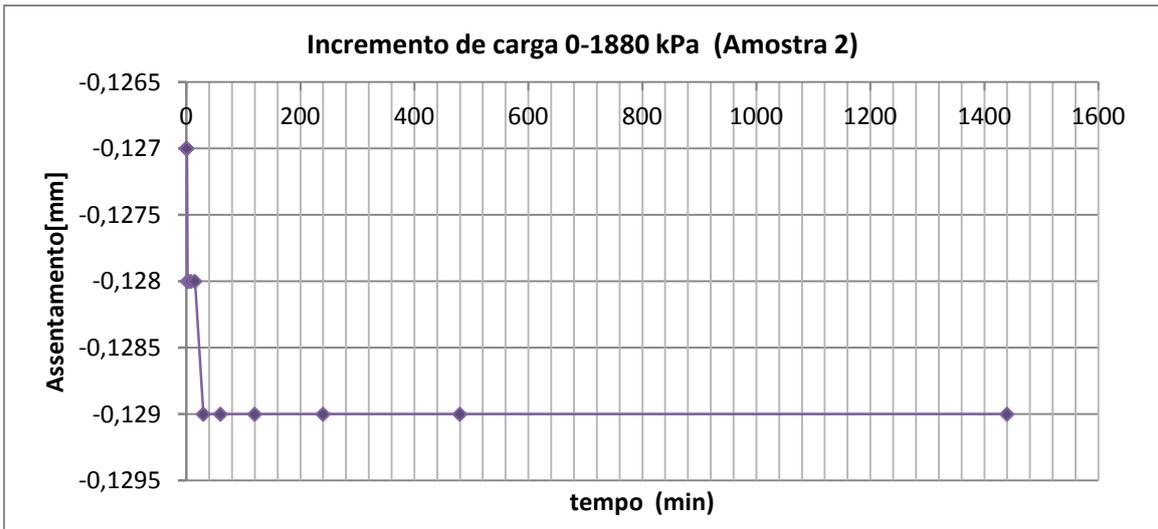
Zienkiewics, O. C., 1980. *El método de los elementos finitos*. Barcelona: Reverte.

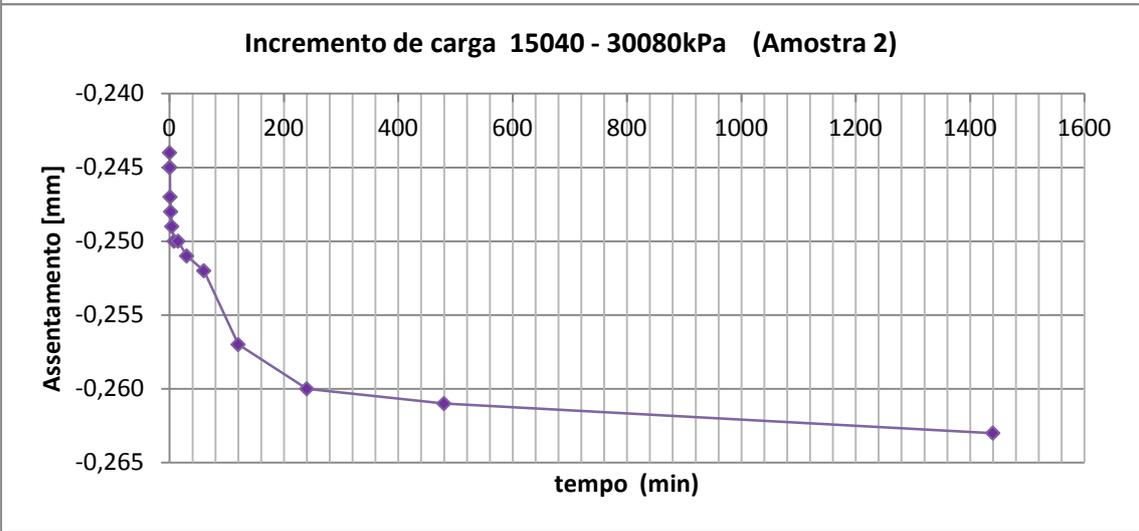
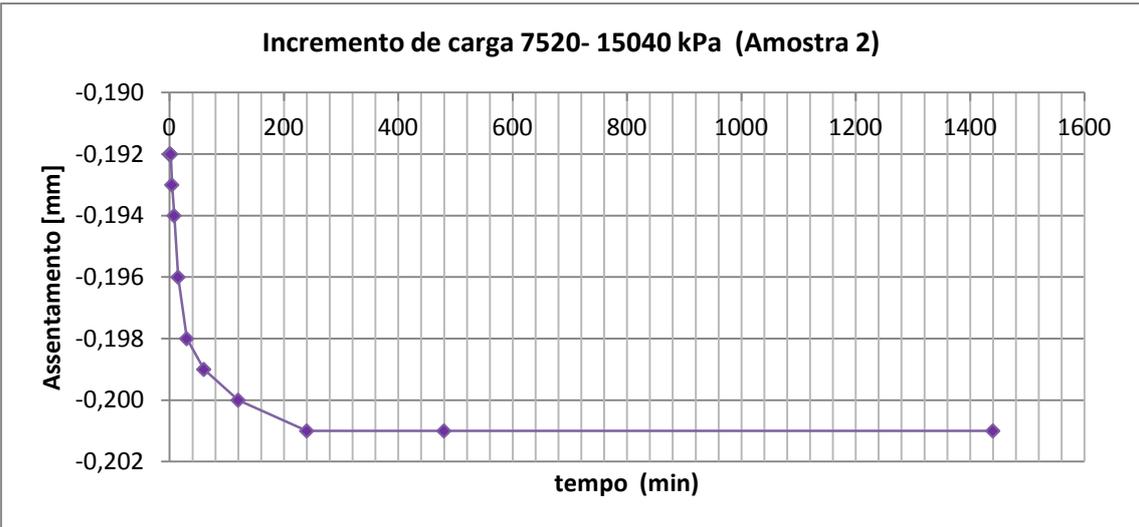
Zoback, M. D., 2007. *Reservoir Geomechanics*. s.l.:Cambridge University Press.

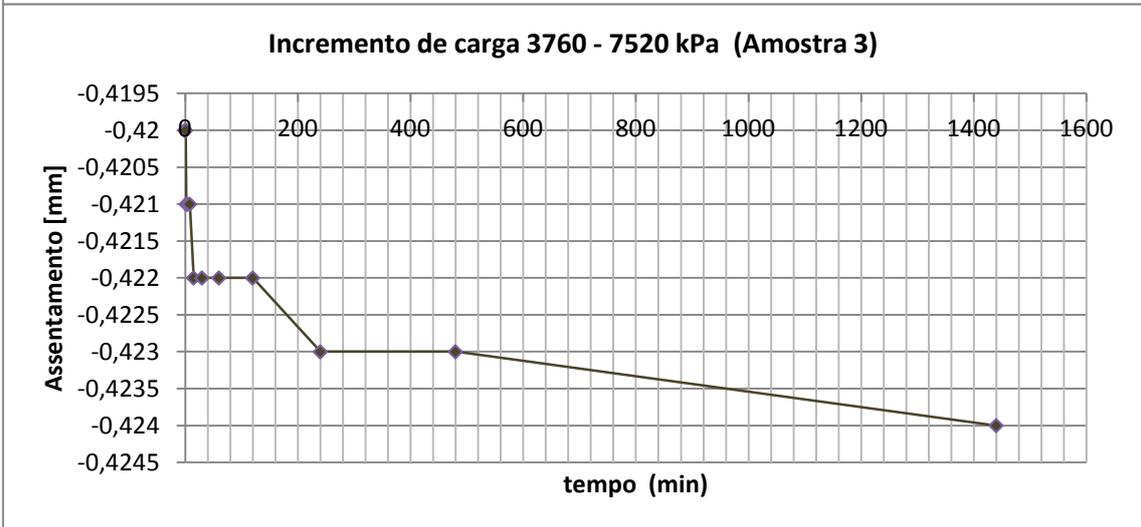
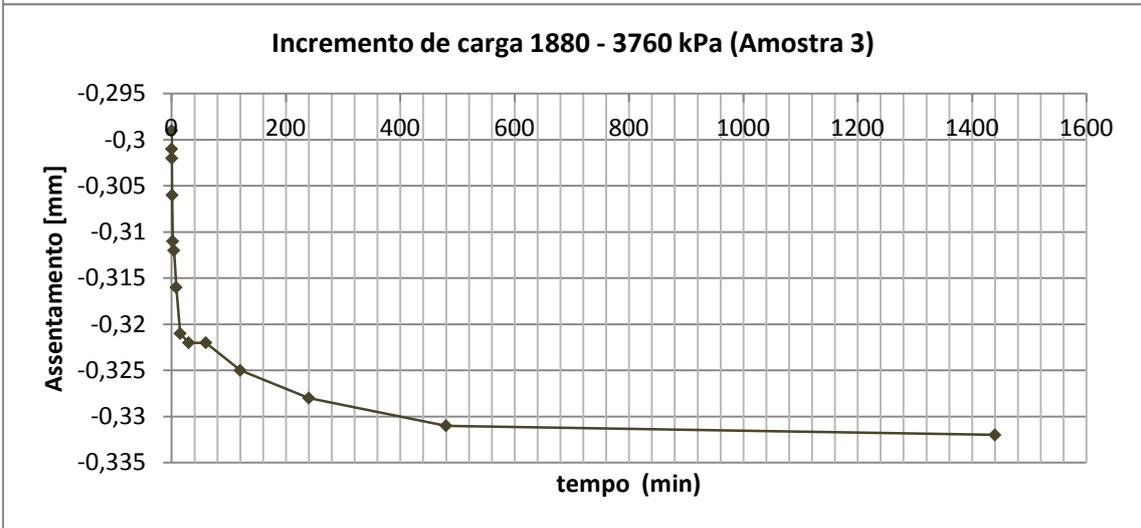
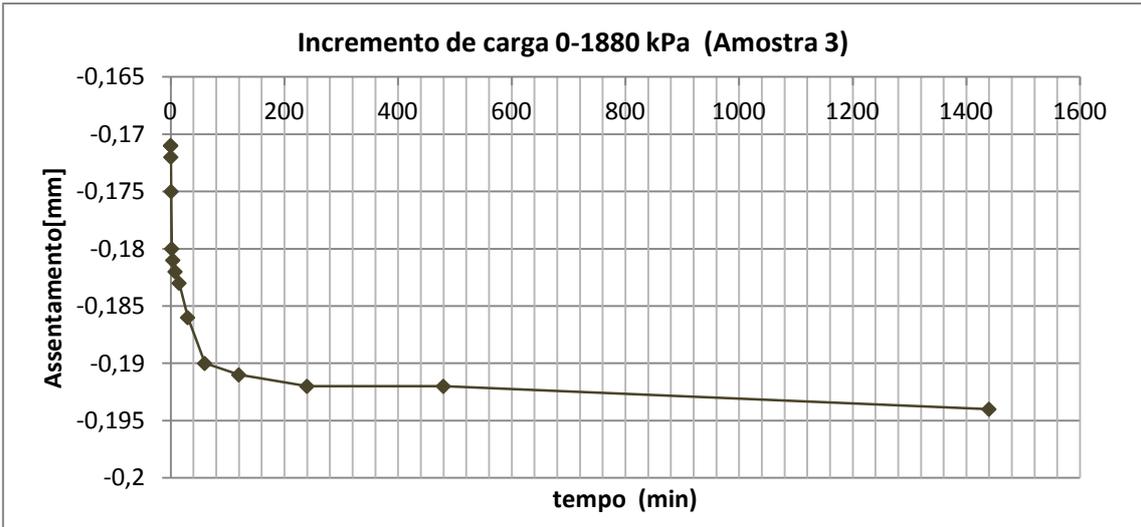
ANEXOS

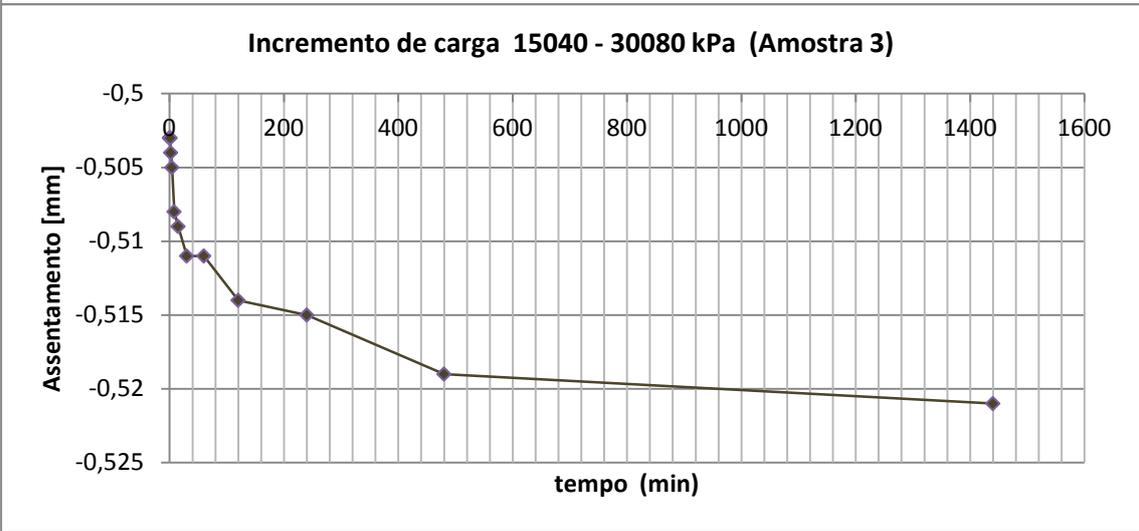
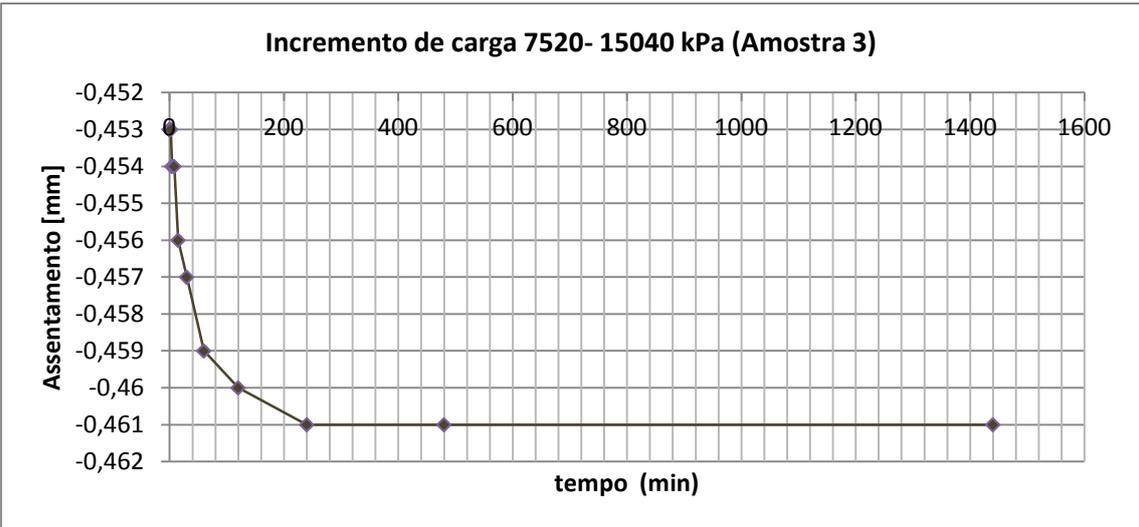


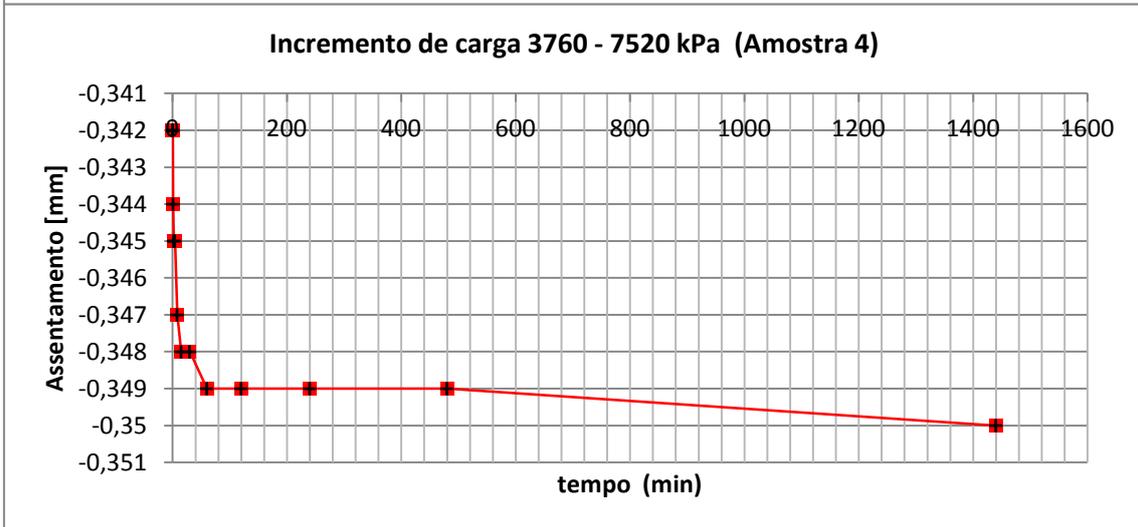
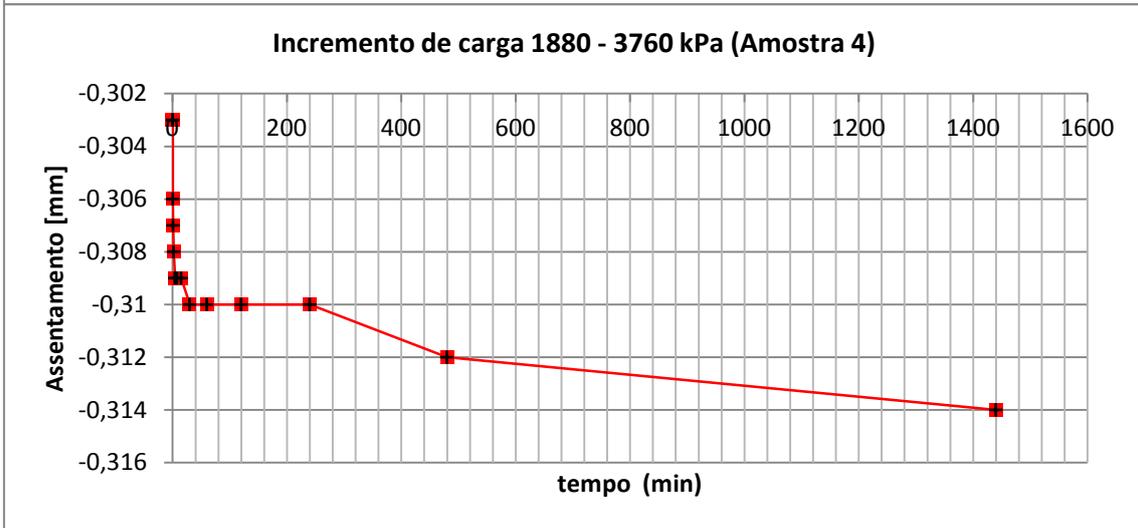
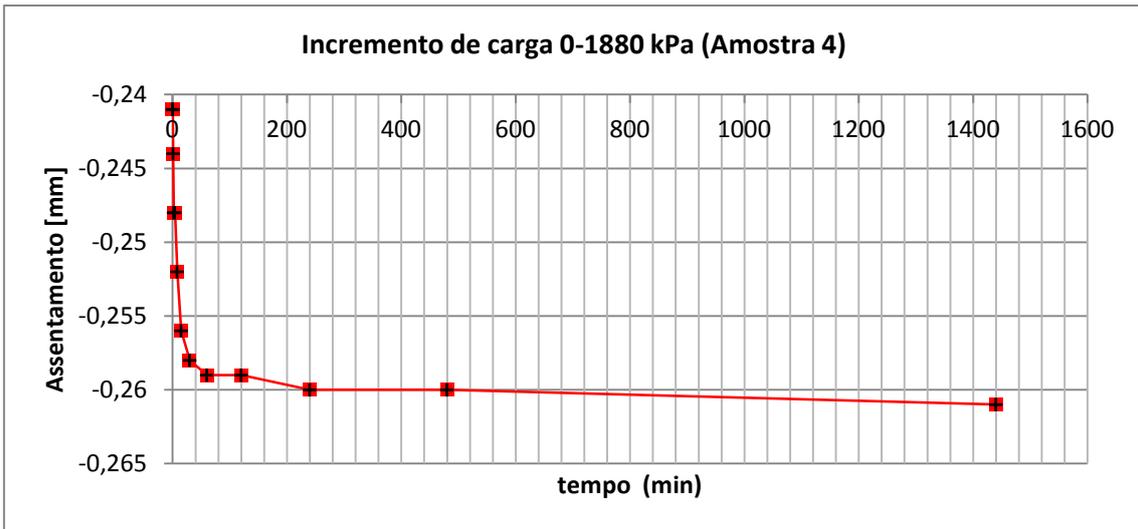


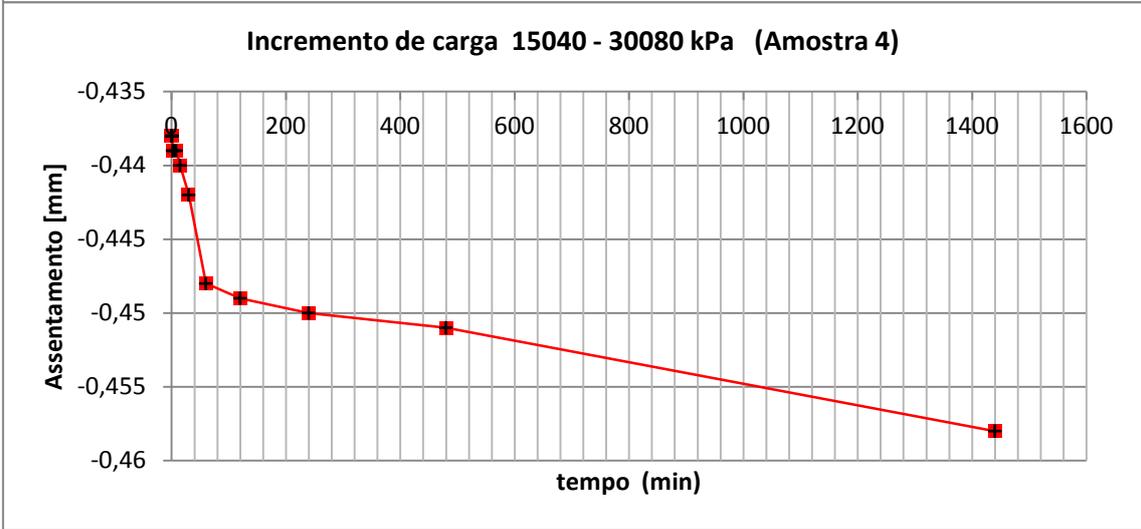
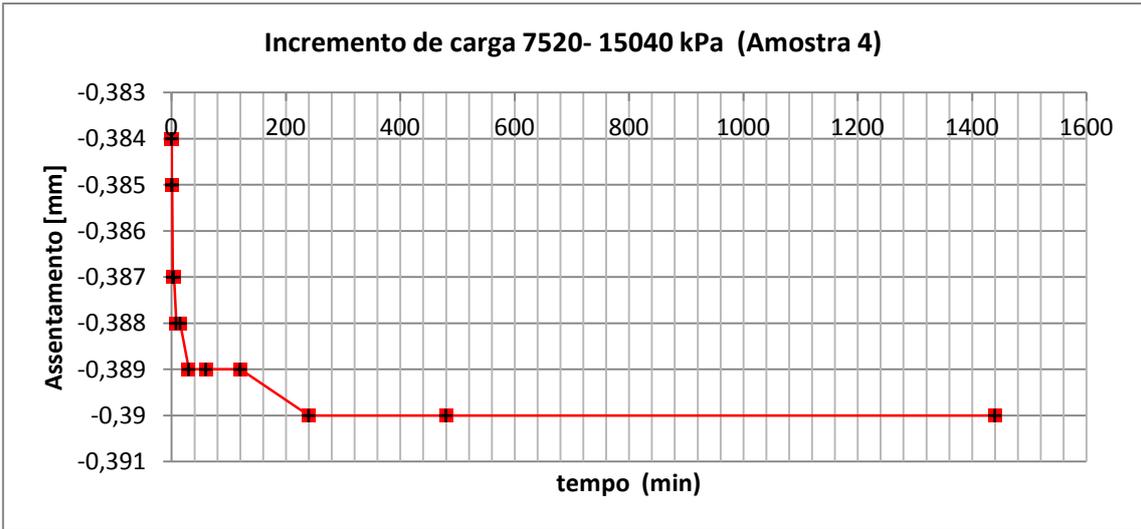


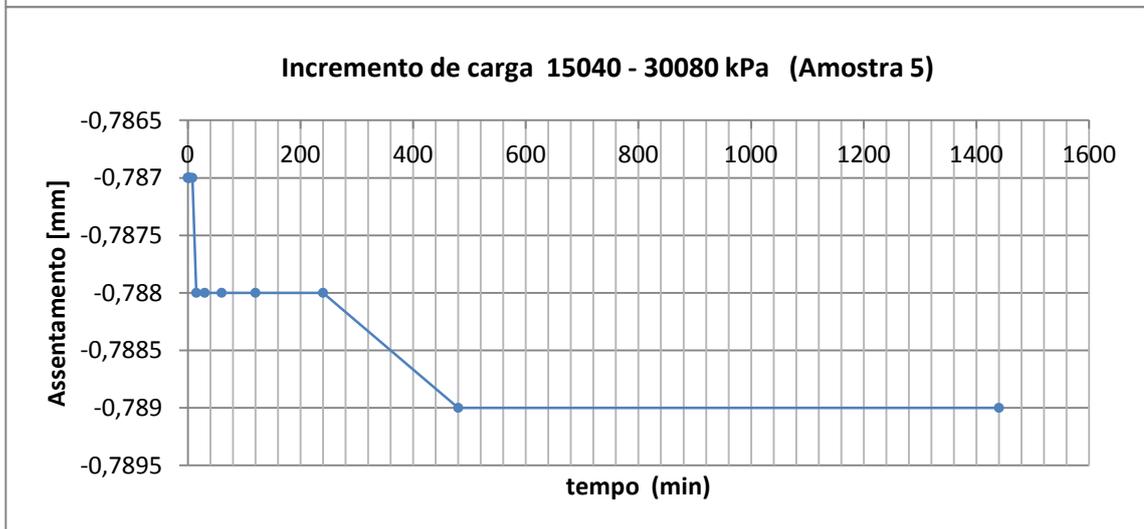
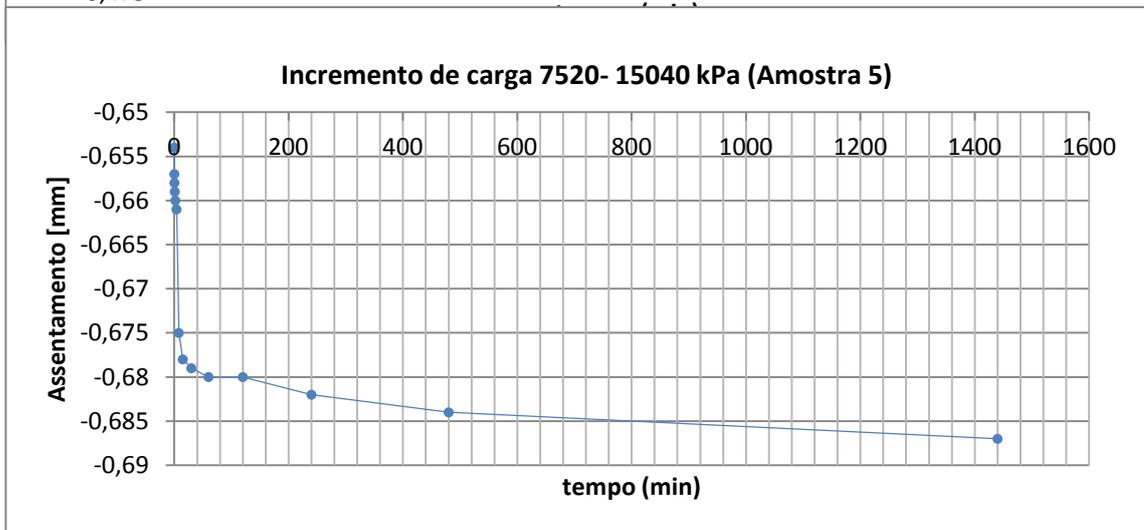
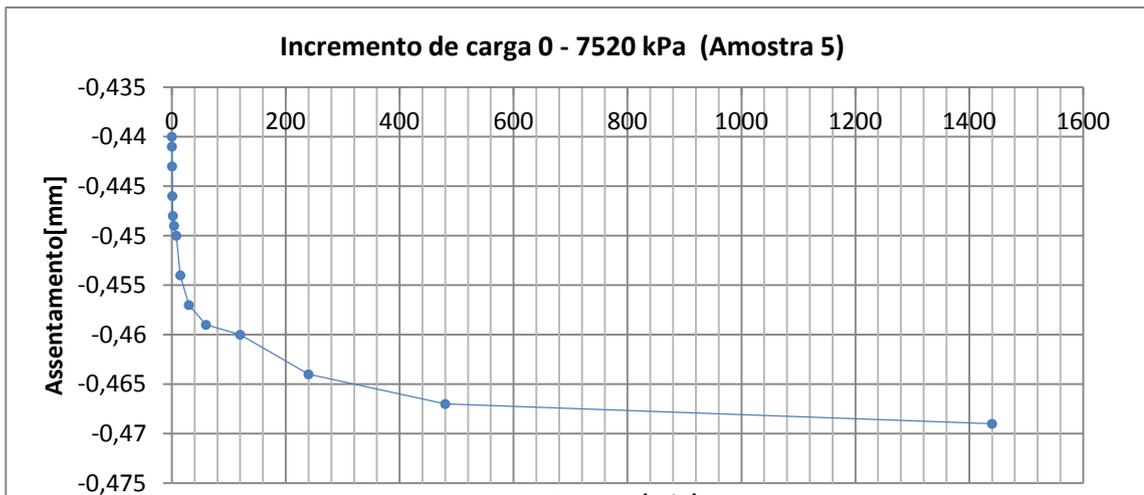


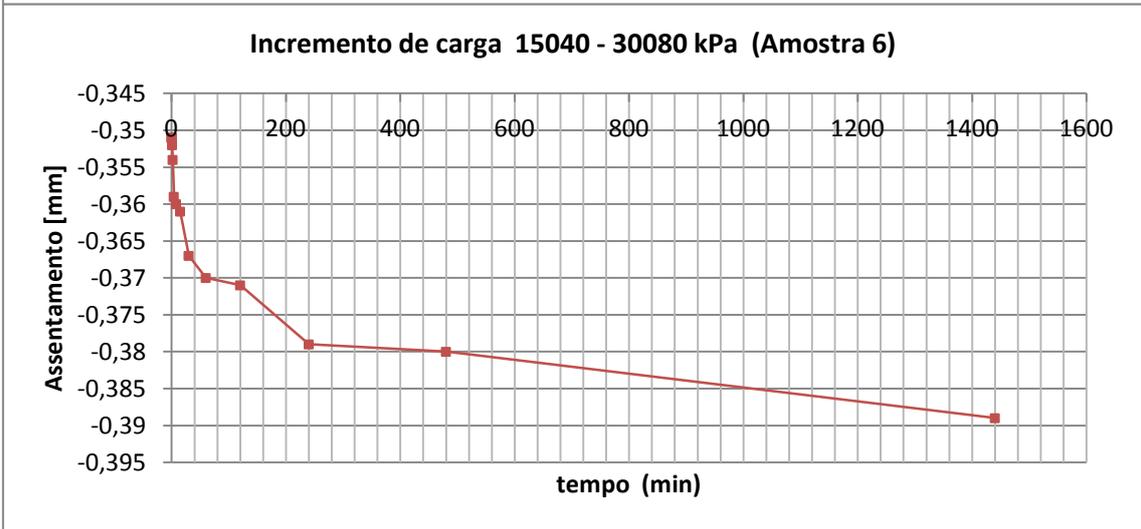
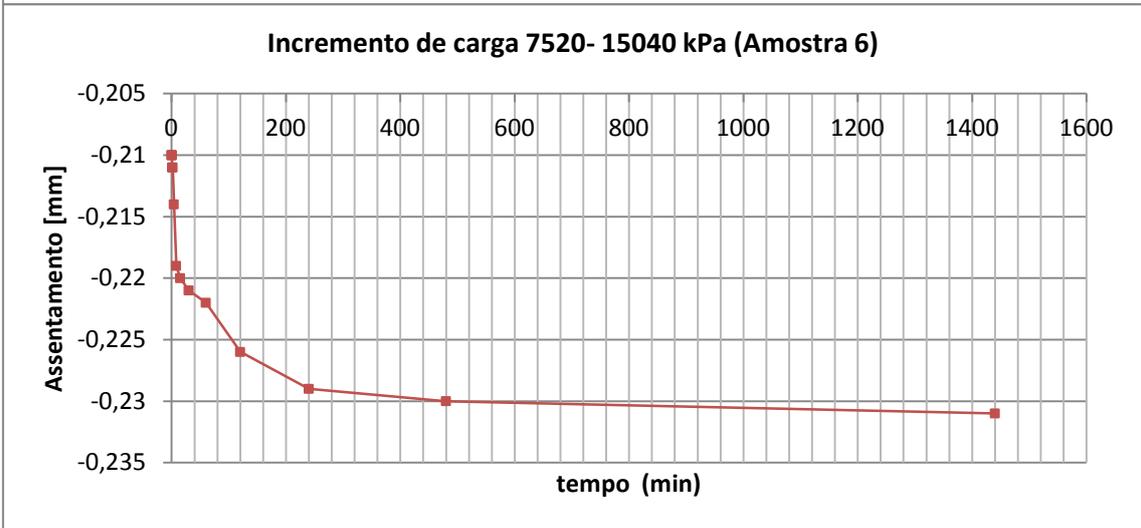
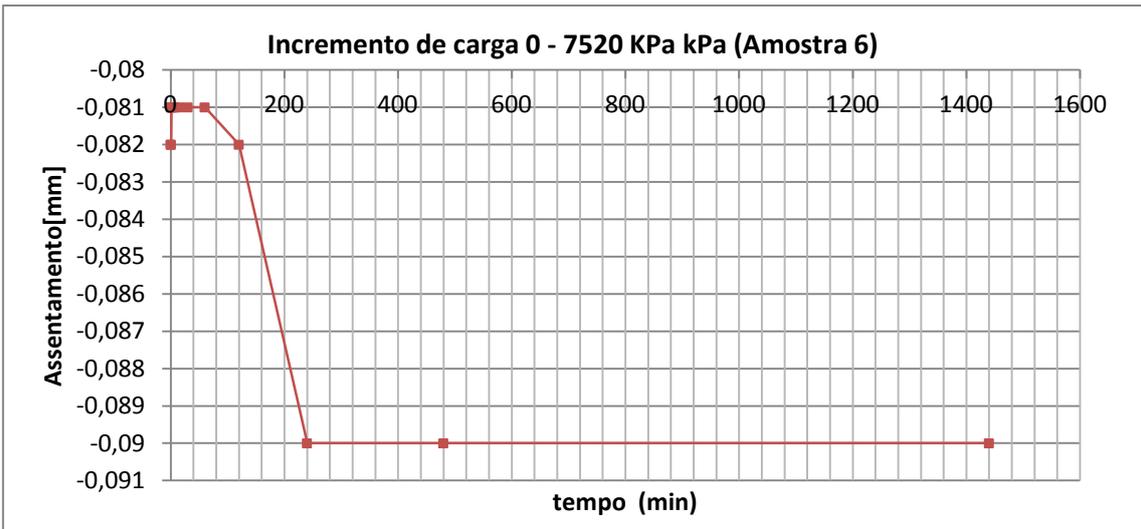


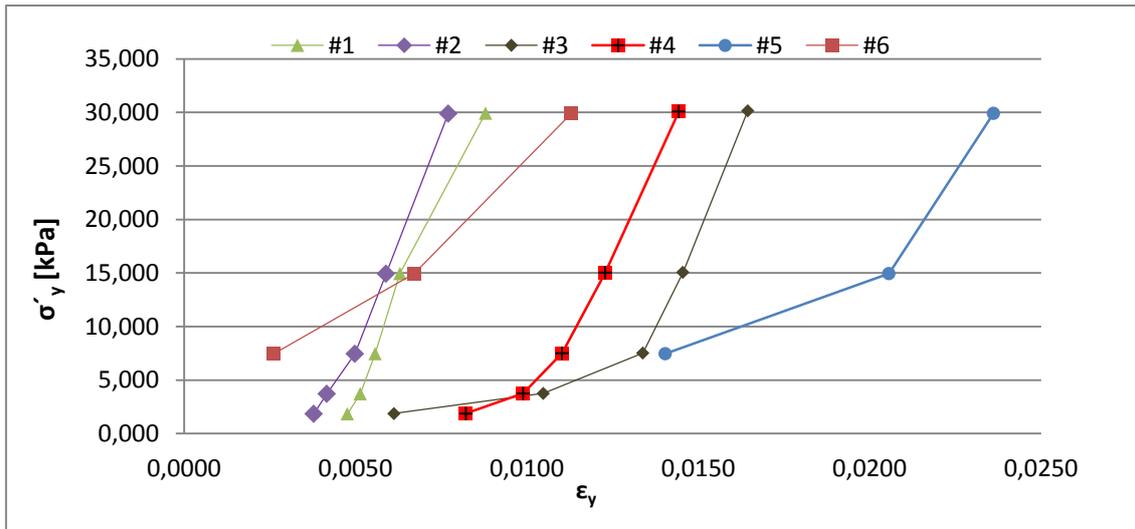












Amostra 1			Amostra 2			Amostra 3		
Carga kN	Tempo (min)	Δh (mm)	Carga kN	Tempo (min)	Δh (mm)	Carga kN	Tempo (min)	Δh (mm)
5,8	0,1	-0,163	5,8	0,1	-0,127	5,8	0,1	-0,171
	0,25	-0,163		0,25	-0,127		0,25	-0,171
	0,5	-0,163		0,5	-0,127		0,5	-0,172
	1	-0,163		1	-0,127		1	-0,175
	2	-0,163		2	-0,128		2	-0,18
	4	-0,163		4	-0,128		4	-0,181
	8	-0,163		8	-0,128		8	-0,182
	15	-0,163		15	-0,128		15	-0,183
	30	-0,163		30	-0,129		30	-0,186
	60	-0,163		60	-0,129		60	-0,19
	120	-0,163		120	-0,129		120	-0,191
	240	-0,163		240	-0,129		240	-0,192
	480	-0,163		480	-0,129		480	-0,192
1440	-0,164	1440	-0,129	1440	-0,194			
11,6	0,1	-0,174	11,6	0,1	-0,14	11,6	0,1	-0,299
	0,25	-0,174		0,25	-0,14		0,25	-0,301
	0,5	-0,174		0,5	-0,14		0,5	-0,302
	1	-0,175		1	-0,14		1	-0,306
	2	-0,175		2	-0,14		2	-0,311
	4	-0,175		4	-0,14		4	-0,312
	8	-0,175		8	-0,14		8	-0,316
	15	-0,175		15	-0,14		15	-0,321
	30	-0,176		30	-0,141		30	-0,322
	60	-0,176		60	-0,141		60	-0,322
	120	-0,176		120	-0,141		120	-0,325
	240	-0,176		240	-0,141		240	-0,328
	480	-0,177		480	-0,141		480	-0,331

	1440	-0,177		1440	-0,142		1440	-0,332
23,2	0,1	-0,192	23,2	0,1	-0,161	23,2	0,1	-0,42
	0,25	-0,192		0,25	-0,161		0,25	-0,42
	0,5	-0,192		0,5	-0,161		0,5	-0,42
	1	-0,192		1	-0,162		1	-0,42
	2	-0,192		2	-0,162		2	-0,421
	4	-0,192		4	-0,162		4	-0,421
	8	-0,192		8	-0,162		8	-0,421
	15	-0,192		15	-0,165		15	-0,422
	30	-0,192		30	-0,167		30	-0,422
	60	-0,192		60	-0,168		60	-0,422
	120	-0,192		120	-0,169		120	-0,422
	240	-0,192		240	-0,17		240	-0,423
	480	-0,192		480	-0,17		480	-0,423
1440	-0,192	1440	-0,17	1440	-0,424			
46,4	0,1	-0,215	46,4	0,1	-0,192	46,4	0,1	-0,453
	0,25	-0,215		0,25	-0,192		0,25	-0,453
	0,5	-0,215		0,5	-0,192		0,5	-0,453
	1	-0,215		1	-0,192		1	-0,453
	2	-0,215		2	-0,192		2	-0,453
	4	-0,215		4	-0,193		4	-0,454
	8	-0,215		8	-0,194		8	-0,454
	15	-0,215		15	-0,196		15	-0,456
	30	-0,216		30	-0,198		30	-0,457
	60	-0,216		60	-0,199		60	-0,459
	120	-0,217		120	-0,200		120	-0,46
	240	-0,217		240	-0,201		240	-0,461
	480	-0,217		480	-0,201		480	-0,461
1440	-0,217	1440	-0,201	1440	-0,461			
92,8	0,1	-0,292	92,8	0,1	-0,244	92,8	0,1	-0,503
	0,25	-0,292		0,25	-0,245		0,25	-0,503
	0,5	-0,292		0,5	-0,245		0,5	-0,503
	1	-0,292		1	-0,247		1	-0,503
	2	-0,292		2	-0,248		2	-0,504
	4	-0,292		4	-0,249		4	-0,505
	8	-0,293		8	-0,250		8	-0,508
	15	-0,294		15	-0,250		15	-0,509
	30	-0,295		30	-0,251		30	-0,511
	60	-0,298		60	-0,252		60	-0,511
	120	-0,299		120	-0,257		120	-0,514
	240	-0,300		240	-0,260		240	-0,515
	480	-0,301		480	-0,261		480	-0,519

	1440	-0,303		1440	-0,263		1440	-0,521
--	------	--------	--	------	--------	--	------	--------

Amostra 4			Amostra 5			Amostra 6		
Carga kN	Tempo (min)	Δh (mm)	Carga kN	Tempo (min)	Δh (mm)	Carga kN	Tempo (min)	Δh (mm)
5,8	0,1	-0,241	23,1	0,1	-0,44	23,1	0,1	-0,082
	0,25	-0,241		0,25	-0,441		0,25	-0,081
	0,5	-0,241		0,5	-0,443		0,5	-0,082
	1	-0,244		1	-0,446		1	-0,081
	2	-0,248		2	-0,448		2	-0,081
	4	-0,248		4	-0,449		4	-0,081
	8	-0,252		8	-0,45		8	-0,081
	15	-0,256		15	-0,454		15	-0,081
	30	-0,258		30	-0,457		30	-0,081
	60	-0,259		60	-0,459		60	-0,081
	120	-0,259		120	-0,46		120	-0,082
	240	-0,26		240	-0,464		240	-0,09
	480	-0,26		480	-0,467		480	-0,09
	1440	-0,261		1440	-0,469		1440	-0,09
11,6	0,1	-0,303	46,2	0,1	-0,654	46,2	0,1	-0,21
	0,25	-0,303		0,25	-0,657		0,25	-0,21
	0,5	-0,306		0,5	-0,658		0,5	-0,21
	1	-0,307		1	-0,659		1	-0,211
	2	-0,308		2	-0,66		2	-0,211
	4	-0,309		4	-0,661		4	-0,214
	8	-0,309		8	-0,675		8	-0,219
	15	-0,309		15	-0,678		15	-0,22
	30	-0,31		30	-0,679		30	-0,221
	60	-0,31		60	-0,68		60	-0,222
	120	-0,31		120	-0,68		120	-0,226
	240	-0,31		240	-0,682		240	-0,229
	480	-0,312		480	-0,684		480	-0,23
	1440	-0,314		1440	-0,687		1440	-0,231
23,2	0,1	-0,342	92,4	0,1	-0,787	92,4	0,1	-0,351
	0,25	-0,342		0,25	-0,787		0,25	-0,351
	0,5	-0,342		0,5	-0,787		0,5	-0,351
	1	-0,344		1	-0,787		1	-0,352
	2	-0,345		2	-0,787		2	-0,354
	4	-0,345		4	-0,787		4	-0,359
	8	-0,347		8	-0,787		8	-0,36
	15	-0,348		15	-0,788		15	-0,361
	30	-0,348		30	-0,788		30	-0,367

	60	-0,349			60	-0,788			60	-0,37
	120	-0,349			120	-0,788			120	-0,371
	240	-0,349			240	-0,788			240	-0,379
	480	-0,349			480	-0,789			480	-0,38
	1440	-0,35			1440	-0,789			1440	-0,389
46,4	0,1	-0,384								
	0,25	-0,384								
	0,5	-0,385								
	1	-0,385								
	2	-0,387								
	4	-0,387								
	8	-0,388								
	15	-0,388								
	30	-0,389								
	60	-0,389								
	120	-0,389								
	240	-0,39								
	480	-0,39								
	1440	-0,39								
92,8	0,1	-0,438								
	0,25	-0,438								
	0,5	-0,438								
	1	-0,438								
	2	-0,439								
	4	-0,439								
	8	-0,439								
	15	-0,44								
	30	-0,442								
	60	-0,448								
	120	-0,449								
	240	-0,45								
	480	-0,451								
	1440	-0,458								