

1 Introdução

Reservatórios carbonáticos têm grande importância na indústria do petróleo, chegando a conter metade das reservas de óleo e gás do mundo [1]. Sabe-se, também, que a maior parte dos campos gigantes, *i.e.* aqueles cujas reservas superam 500 milhões de barris de óleo [2], produzem a partir de reservatórios carbonáticos [3]. Esses campos, apesar de poucos em número, contribuem com mais de 50% da produção mundial de hidrocarbonetos [4].

No Brasil, apesar de já haver produção a partir de reservatórios carbonáticos desde o final da década de 70 [5], esse tema ganhou mais força desde a descoberta, em 2006, dos campos do Pré-Sal, onde as reservas são estimadas, de acordo com a Petrobras, entre cinco e oito bilhões de barris de óleo equivalente [6].

A modelagem do comportamento mecânico da rocha acoplada ao modelo de escoamento é importante devido às possíveis consequências que a variação das tensões *in situ* pode causar ao fluxo de fluidos nos reservatórios, assim como o inverso também pode ocorrer. Esse comportamento pode ser explicado a partir do Princípio das Tensões Efetivas de Terzaghi. A seguir são exemplificadas algumas das consequências decorrentes da alteração do equilíbrio inicial do reservatório causadas pela produção.

Após vários ensaios laboratoriais, Jones *et al.* [7] apresentaram uma relação entre a tensão média efetiva a que a rocha carbonática está sujeita com a porosidade e permeabilidade. Como já era de se esperar, com o aumento da tensão efetiva, decorrente da produção do reservatório, ocorre a compactação da rocha-reservatório, resultando em redução da porosidade e da permeabilidade.

Na Figura 1.1 as relações são dadas em função da tensão média, encobrindo o efeito da variação relativa entre as três tensões principais

efetivas. Quando a diferença entre essas tensões existe, alguns carbonatos podem apresentar aumento da permeabilidade. Yale & Crawford [8] estudaram amostras de carbonato com porosidade entre 14% e 42% através de ensaios triaxiais de compressão. Observaram, para uma das amostras, aumento da permeabilidade que pode ser explicada pela ocorrência de dilatância das microfissuras existentes na rocha carbonática. Esse resultado é apresentado na Figura 1.2, a seguir. Os autores observaram que carbonatos menos permeáveis são mais suscetíveis a esse aumento da permeabilidade.

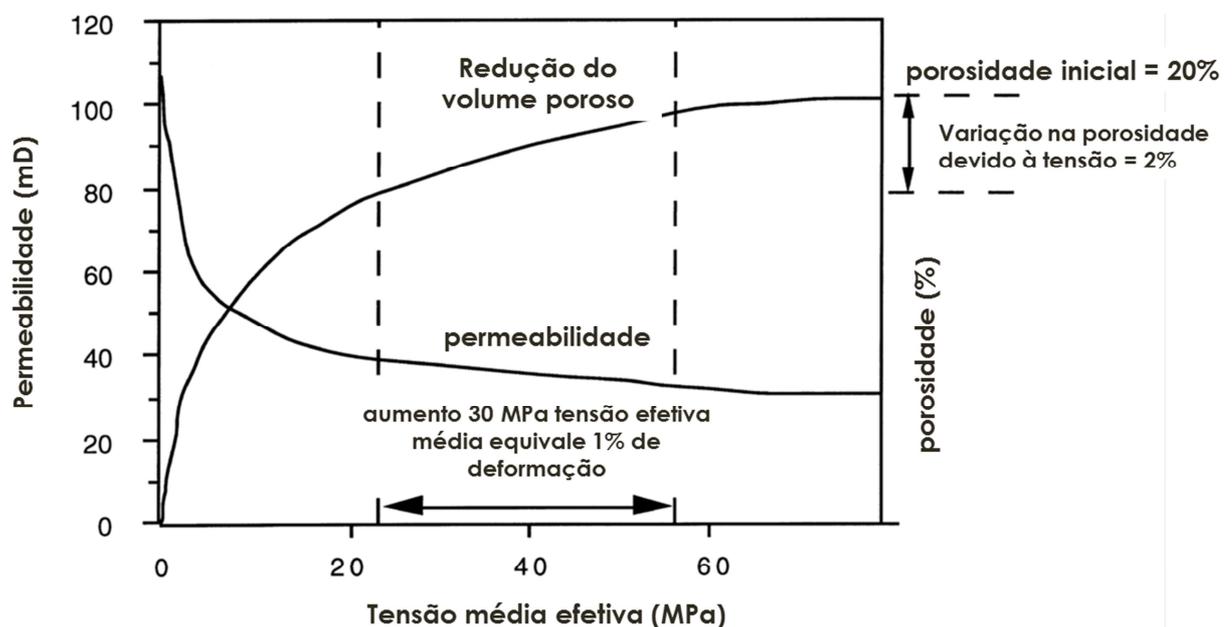


Figura 1.1 Dependência da permeabilidade e da porosidade com a tensão média efetiva para rocha carbonática. [8]

Uma questão muito discutida na literatura sobre reservatórios carbonáticos é o enfraquecimento da rocha quando sujeita à presença de água diferente da de formação, *i.e.* *water-weakening* [9]. Para o campo de Ekofisk, reservatório carbonático do tipo *chalk*, no Mar do Norte, foram feitos ensaios mecânicos laboratoriais para avaliar a resistência da rocha com amostras secas e saturadas. O gráfico da Figura 1.3 compara os resultados obtidos, mostrando que as amostras saturadas apresentaram uma deformação axial maior quando comparadas às secas.

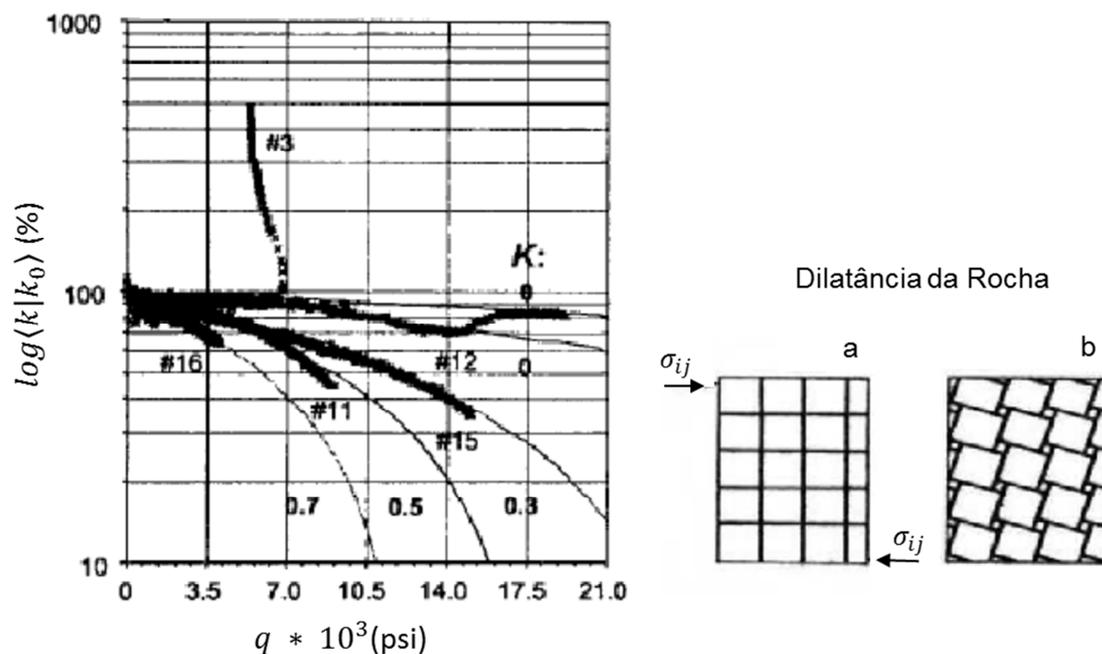


Figura 1.2 Gráfico normalizado permeabilidade x tensão diferencial e ilustração esquemática de dilatância da rocha. [8]

A compactação do reservatório em Ekofisk, porém, teve um impacto positivo na produção do campo: em 1976 o fator de recuperação estimado para o campo era de 18%. Em 1997, já com quase sete metros de subsidência, a estimativa passou para 38%. Entre outros fatores, o mecanismo de compactação do reservatório teve uma importante contribuição para essa nova previsão [10].

Destaca-se aqui que os efeitos de *water-weakening*, e consequente variação da permeabilidade com as tensões, não são restritos aos reservatórios do tipo *chalk*. Estudos experimentais indicam que estes mecanismos acontecem em diferentes tipos de carbonatos, com porosidades variando entre 14% e 42% e utilizando diferentes níveis de saturação de água [8], [11].

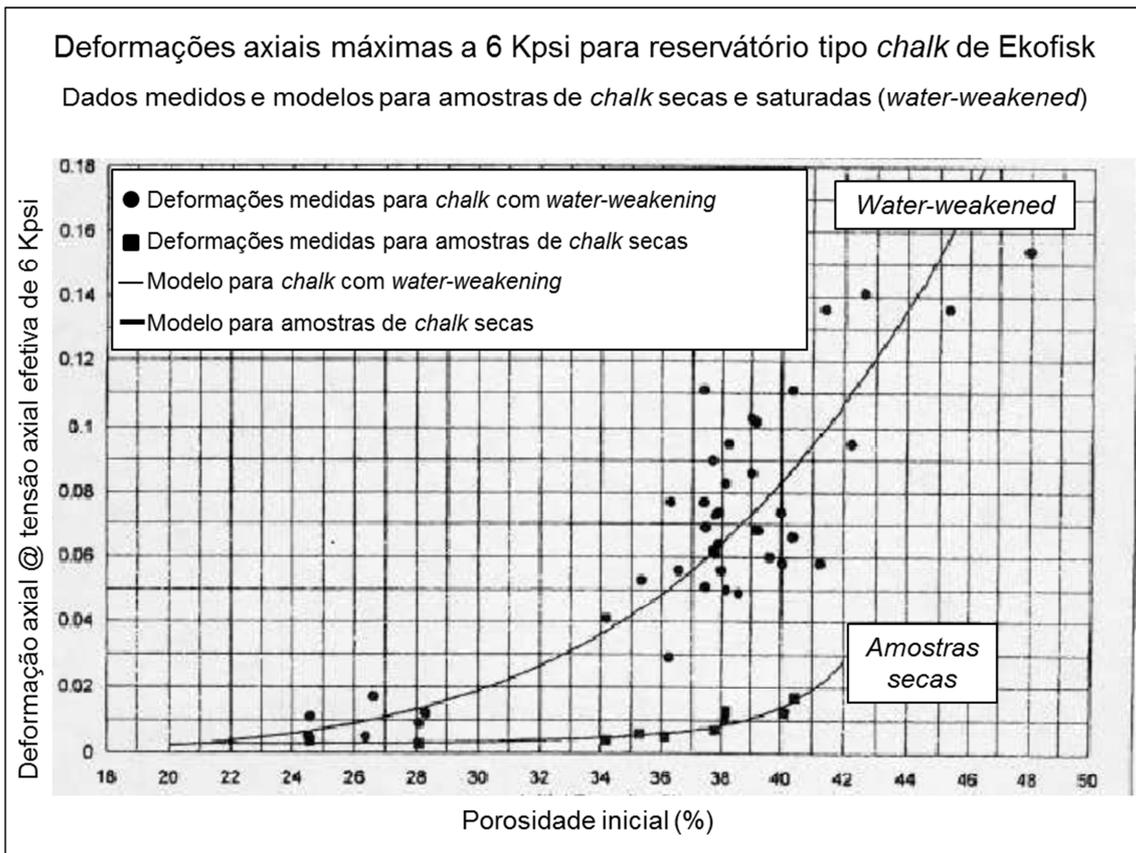


Figura 1.3 Comportamento quanto à deformação axial para amostras secas e saturadas com água. [9]

As situações acima descritas, além de várias outras presentes na literatura (como [12] e [13]), mostram a importância de se fazer modelagens que acoplam fluxo com geomecânica para reservatórios carbonáticos de petróleo.

1.1

Motivação

Modelos de simulação de reservatórios que acoplam geomecânica e fluxo tendem a ter um grande número de células já que costumam contemplar, além da rocha-reservatório, as rochas adjacentes (*over-*, *under-* e *sideburden*) [14], [15]. Para exemplificar esse procedimento, é descrito, a seguir, a forma como Koutsabeloulis tratou um modelo de simulação originalmente de 185.440 células que passou a ter 740.880 [15]:

Overburden (rochas sobrejacentes): do topo do reservatório até a superfície. Neste caso, foram utilizados 20 *layers*, cujas dimensões foram definidas de forma crescente, a partir do reservatório, para capturar o comportamento da rocha capeadora.

Underburden (rochas subjacentes): da base do reservatório até, aproximadamente, o dobro da profundidade do reservatório rebatida para baixo. Utilizados dez *layers*, também de espessuras crescentes a partir do reservatório.

Sideburden (rochas laterais): utilizadas oito células para cada lado, até alcançar três vezes a dimensão do reservatório, também para cada lado. Essa extensão bastante grande tem como objetivo minimizar a influência das bordas no comportamento do modelo.

A Figura 1.4 mostra, esquematicamente, o modelo acoplado final.



Figura 1.4 Representação esquemática do modelo geomecânico. [15]

A espessura dos *layers* adicionados, assim como os da rocha-reservatório (modelo original), deveriam ser definidos, idealmente, de forma a representar a variação das propriedades mecânicas dessas rochas. Ou seja, cada camada deveria representar um único tipo de

rocha, o que nem sempre é possível, já que uma discretização muito refinada pode implicar em um alto custo computacional - o tempo de simulação para um modelo acoplado é, aproximadamente, uma ordem de grandeza maior que o caso de fluxo, mesmo utilizando uma malha grosseira como a descrita acima. Esse aumento do custo computacional não se deve, apenas, ao grande número de elementos, mas também à própria solução do problema de fluxo em conjunto com o de geomecânica.

Levar a geomecânica ao dia-a-dia do engenheiro de reservatórios, seguindo o procedimento acima, se torna algo inviável ao considerar que, para o ajuste de um modelo de simulação, podem ser necessárias centenas de simulações. Esse número se torna ainda maior sabendo que devem ser considerados diferentes cenários de previsão. Um complicador maior é com relação ao número de células nos modelos de simulação: atualmente, os modelos chegam a ter dezenas de milhões de células. Estima-se que esse número possa chegar a centenas de milhões até 2020, sendo essa maior discretização necessária para melhor representar as heterogeneidades de cada reservatório. Mesmo levando em consideração o rápido desenvolvimento computacional, considerar a geomecânica acoplada à simulação de reservatório, sob essas condições, se torna algo inviável de se fazer de forma rotineira.

Uma alternativa a esse alto custo computacional é o pseudoacoplamento que se propõe a atualizar os valores de porosidade e permeabilidade com base em uma tabela que relaciona a pressão de poros com os respectivos multiplicadores [16]. Essa opção consta do programa de simulação de reservatórios IMEX, desenvolvido pela CMG (*Computer Modelling Group Ltd.*). Por apresentar um ganho no tempo computacional, como será discutido posteriormente neste trabalho, essa metodologia pode ser uma boa alternativa para a consideração da geomecânica, de forma aproximada, no dia-a-dia do engenheiro de reservatórios.

Apesar da simplicidade do pseudoacoplamento, observa-se a necessidade de um fluxo de trabalho metódico e coerente para a geração da referida tabela, que deve representar o comportamento mecânico da rocha durante a exploração do reservatório. Idealmente, tal

comportamento deve ser baseado em ensaios de mecânica de rochas em amostras do próprio reservatório em estudo.

1.2

Objetivos

Este trabalho tem como principal objetivo desenvolver uma metodologia para levar à simulação de reservatórios, de forma aproximada, os efeitos da geomecânica através do pseudoacoplamento, sem aumento do custo computacional. Conhecendo esses efeitos, serão analisadas ações mitigadoras que possam atenuá-los. Assim, a partir de um melhor entendimento da rocha-reservatório, a maior contribuição deste trabalho visa um aumento da confiabilidade do modelo de previsão do comportamento do reservatório, dando mais subsídios ao processo de tomada de decisões durante o gerenciamento do campo.

Outro importante objetivo, essencial para alcançar os anteriores de forma confiável, é a modelagem do comportamento hidromecânico de cada fácies a partir de ensaios laboratoriais, cujos ajustes numéricos serão utilizados para determinação de uma relação entre porosidade e permeabilidade. A partir desta, será elaborada uma tabela de pseudoacoplamento, que relaciona pressão de poros com multiplicadores de permeabilidade e de porosidade para cada fácies constituinte do modelo de simulação. Para tanto, as análises serão feitas nas escalas meso (representada por um *plug* de 1,5" x 3") e a macro, *i.e.* um modelo clássico na simulação de reservatórios de petróleo denominado 1/4 de *five-spot*. Apesar de ser um modelo simplificado (trata-se de um prisma de base retangular), que representa apenas parte de um reservatório, suas características petrofísicas e estratégia de exploração são representativas do reservatório.

A metodologia proposta, no entanto, tem algumas etapas anteriores à modelagem numérica. Seu início está atrelado ao processo de escolha das amostras, conhecimento do estado de tensões do campo e da composição litológica do reservatório.

Outro objetivo deste trabalho é a comparação entre modelos homogêneos e heterogêneos quanto à representação da geomecânica. Para isso, serão realizados ensaios numéricos para a determinação de parâmetros geomecânicos equivalentes, representativos do modelo heterogêneo.

Para melhor avaliar o ganho ao se utilizar tal metodologia, serão feitas comparações entre as seguintes formas de se tratar o mesmo problema: simulação convencional de reservatórios, em que a compressibilidade é o único parâmetro geomecânico, e simulação convencional com pseudoacoplamento, ambos para modelos homogêneos e heterogêneos quanto à representação da geomecânica.

1.3

Escopo

No capítulo dois desta tese é feita uma revisão bibliográfica sobre os temas relacionados a este estudo, como os tipos de acoplamento, modelos constitutivos e descrição dos ensaios de mecânica de rocha em que é medida a variação da permeabilidade com a deformação volumétrica do material.

A metodologia desenvolvida neste trabalho consta do capítulo três. As etapas iniciais incluem o procedimento de escolha das amostras ensaiadas e os critérios para agrupamento e classificação, além da descrição da seção litológica determinada a partir de uma análise integrada entre descrição de amostras de calha e de testemunho. Dando continuidade ao fluxo de trabalho, são apresentados os ensaios laboratoriais realizados em amostras de rocha provenientes de um campo da Bacia de Campos, cujos resultados servirão de base para os modelos numéricos. Tais modelos numéricos incluem a determinação de parâmetros geomecânicos que definem o modelo equivalente, *i.e.* um modelo homogêneo representativo do heterogêneo.

No capítulo quatro são apresentadas algumas análises decorrentes dos ensaios laboratoriais acima citados, além dos ajustes numéricos

feitos através do modelo de *cap* de Drucker-Prager com endurecimento. Este modelo também é utilizado para fazer ensaios numéricos de fácies que, por hipótese, são resultantes da combinação de outras, já ensaiadas em laboratório e previamente modeladas numericamente. Ainda neste capítulo é apresentada uma relação entre porosidade e permeabilidade obtida a partir de ensaios laboratoriais com a própria rocha-reservatório.

Fazendo a ligação entre o ajuste numérico do comportamento tensão-deformação-permeabilidade observado em laboratório e o simulador de reservatórios estão as tabelas de pseudoacoplamento. O procedimento para sua determinação é descrito no capítulo cinco.

O capítulo seis se refere aos modelos de simulação de reservatórios com pseudoacoplamento. Além de descrevê-los, também são feitas comparações a partir de parâmetros que refletem a influência da geomecânica. Por fim, serão discutidas as diferenças nos resultados obtidos a partir de duas formas de consideração da geomecânica e as ações mitigadoras à compactação do reservatório.

O capítulo sete é destinado às conclusões e sugestões para trabalhos futuros.