Modelagem dos Ensaios Laboratoriais

Com base na metodologia apresentada no Capítulo 3, aqui são descritos os ajustes numéricos dos ensaios laboratoriais com o modelo de Drucker-Prager com *cap* realizados no *software* ABAQUS. Além dos modelos que representam as fácies ensaiadas em laboratório, aqui também serão apresentados aqueles obtidos para as fácies geradas numericamente, resultantes da combinação de outras: a fácies *packstone* e a rocha equivalente representativa da seção litológica considerada neste estudo.

4.1 Modelagem Numérica dos Ensaios de Laboratório

4.1.1 Wackestone (WCK)

Os ensaios mecânicos nesta fácies foram do tipo edométrico, cujo ajuste numérico não é trivial. Por isso foram testados os modelos de endurecimento em direção ao *cap* e à envoltória de cisalhamento, depois comparados com os resultados de laboratório através de curvas tensão axial *versus* deformação axial, como descrito na Seção 3.7. Esse ajuste é apresentado na Figura 4.1, enquanto na Figura 4.2 a comparação é feita através do gráfico tensão média *versus* porosidade.



Figura 4.1 Comparação entre modelos de *cap* (curva azul) e cisalhamento (curva vermelha) com resultado laboratorial (curva preta) para CP08W: comportamento tensão *versus* deformação.



Figura 4.2 Comparação entre modelos de *cap* (curva azul) e cisalhamento (curva vermelha) com resultado laboratorial (curva preta) para CP08W: comportamento tensão média *versus* porosidade.

O que se observa é que nenhum dos dois ajustes é satisfatório, mas pode-se dizer que o modelo de *cap* conseguiu acompanhar a tendência das curvas obtidas em laboratório. O que já era esperado, já que a trajetória edométrica culmina no fechamento da envoltória. Vale lembrar que, além da dificuldade encontrada para modelar o ensaio edométrico, outro fator que contribui para a baixa qualidade do ajuste numérico é a não representação da fase de fechamento das fissuras no modelo constitutivo utilizado.

A Figura 4.3 apresenta o comportamento tensão desviadora versus deformação axial para os nove ensaios laboratoriais realizados na fácies WCK e para o modelo ajustado por *cap*. Apesar de não ajustar exatamente o comportamento do CP08W, esse modelo foi considerado satisfatório, já que a proposta era obter um comportamento médio representativo da fácies. Essa maior dificuldade no ajuste dos ensaios laboratoriais é característico apenas dessa fácies, como será verificado a seguir, exatamente por se tratar de ensaios edométricos.



Figura 4.3 Curvas tensão *versus* deformação para a fácies *wackestone* com o resultado da modelagem numérica para CP08W, referida com ABQ.

4.1.2 *Packstone* Peloidal com Bioclastos e Microoncolitos (PCKM)

O ensaio hidrostático com a amostra CP10M, realizado no CSIRO em 2012, foi considerado representativo para essa fácies. Como mencionado na Seção 3.5, os demais ensaios, que poderiam contribuir para uma melhor caracterização dessa fácies, sofreram algum tipo de efeito relacionado ao enfraquecimento por água.

A Figura 4.4 mostra o ajuste através do modelo de *cap* com os dados medidos no laboratório através da curva tensão média *versus* porosidade. Também é possível verificar, novamente, a diferença entre as curvas no estágio de fechamento de fissuras.



Figura 4.4 Ajuste do CP10M com modelo de *cap* no ABAQUS: tensão média *versus* porosidade.

4.1.3 Grainstone (GRN) Os ensaios desta fácies foram executados por Soares [54]. Três amostras foram sujeitas a ensaios triaxiais, sendo dois com confinamento de 20 MPa, cada uma saturada com um tipo de fluido, e outro com 3,5 MPa, saturada com n-parafina. A Figura 4.5 mostra o comportamento tensão-deformação para essas amostras, onde se observa a proximidade das respostas obtidas para os ensaios com maior confinamento, mesmo saturadas com fluidos diferentes. Percebe-se, também, que a amostra com menor confinamento apresenta um comportamento do tipo rúptil, enquanto para as outras duas, dúctil.



Figura 4.5 Comportamento tensão-deformação para as três amostras da fácies grainstone.

O CP03G, saturado com n-parafina e submetido a ensaio triaxial com confinamento de 20 MPa, foi considerado o mais representativo entre as três amostras desta fácies sujeitas a ensaios puramente mecânicos. O comportamento tensão média *versus* porosidade resultante dos modelos numéricos de *cap* e de cisalhamento são comparados com o medido em laboratório e apresentado na Figura 4.6. Verifica-se o melhor ajuste do modelo de *cap*.



Figura 4.6 Comparação entre os ajustes com modelo de *cap* e de cisalhamento para o CP03G.

4.1.4 *Packstone* Peloidal Oncolítico com Bioclastos (PCKB)

As amostras dessa fácies foram submetidas a sete ensaios mecânicos, também realizados por Soares [54]. Os comportamentos medidos em ensaios triaxiais, hidrostáticos e edométricos são apresentados nas Figura 4.7, Figura 4.8 e Figura 4.9, respectivamente. Novamente, se observa a proximidade entre as medições para as amostras saturadas com salmoura e óleo, além da diferença entre comportamento rúptil e dúctil, no caso dos ensaios triaxiais.



Figura 4.7 Ensaios triaxiais com amostras da fácies packstone com bioclastos.



Figura 4.8 Ensaios hidrostáticos com amostras da fácies packstone com bioclastos.



Figura 4.9 Ensaios edométricos com amostras da fácies packstone com bioclastos.

A modelagem numérica foi feita através do modelo de *cap* para o CP05B, saturado com n-parafina e sujeito a carregamento hidrostático. A curva gerada a partir da modelagem no ABAQUS é comparada com a de laboratório na Figura 4.10.

4.1.5 Packstone (PCK)

A fácies *packstone*, que consta da seção litológica apresentada na Seção 3.3, é composta por uma combinação entre as fácies PCKB e PCKM. Sua caracterização é resultante de ensaios numéricos.



Figura 4.10 Ajuste do ensaio hidrostático com CP05B.

Na Figura 4.11 é apresentada a envoltória resultante, comparada com as das fácies originais, juntamente com o fechamento.



Figura 4.11 Envoltória da fácies packstone.

Os gráficos da Figura 4.12 mostram os resultados dos ensaios triaxiais numéricos, com confinamentos de 5, 10 e 20 MPa, além do hidrostático. Nestas figuras consta, ainda, a verificação feita para ver se havia diferença de comportamento quando a ordem dos materiais é invertida, comprovando-se que a ordem das camadas não fez diferença no seu comportamento mecânico.



Figura 4.12 Gráficos resultantes dos ensaios numéricos na fácies packstone.

4.1.6 Considerações Referentes à Modelagem das Fácies

Ao final deste capítulo, na Tabela 4.2, são resumidos os parâmetros elásticos e de resistência, quando disponíveis, assim como os dados de petrofísica básica, em condições de superfície, para as amostras representativas de cada fácies.

Na Figura 4.13 são ilustradas as envoltórias, também quando existentes, e os fechamentos para as cinco fácies, além das trajetórias de tensão edométrica e hidrostática geradas a partir do estado de tensões inicial do reservatório. De acordo com o gráfico, na fácies packstone com microoncolitos, a rocha-reservatório já se encontra colapsada no estado de tensões original, ou seja, antes do início da explotação. Estar colapsada significa que a rocha já se encontra no regime plástico, que as deformações já não são mais 100% recuperáveis. Essa verificação, no entanto, acaba por violar a teoria do pré-adensamento, que diz que o comportamento da rocha originalmente sujeita a determinado estado de tensões, quando descarregada e recarregada até o nível de tensões em que se encontrava anteriormente, deveria ser elástico. Uma possível razão para a falta de concordância entre o que foi observado em laboratório e a teoria é a deterioração das amostras, já que ficaram armazenadas por 15 (fácies wackestone) ou 27 anos (demais fácies), mantidas em caixas em ambientes sem nenhum tipo de controle sendo, eventualmente, transportadas de uma localidade a outra. No caso do CP10M, representativo dos packstones com microoncolitos, ainda há mais um agravante: foi transportada por quase 15 mil quilômetros entre o Rio de Janeiro e Perth, na Austrália. Porém, conhecer os valores limites de resistência da rocha não é o ponto principal desse estudo, mas sim seu comportamento hidromecânico com o aumento das tensões efetivas.



Figura 4.13 Envoltórias com fechamentos para as cinco fácies estudadas, com trajetórias de tensão hidrostática e edométrica.

4.2 Ensaios de Fluxo

O comportamento deformação *versus* permeabilidade é baseado nos ensaios de Soares de 2000 [32], feitos em amostras da fácies *wackestone*. No gráfico da Figura 4.14 são apresentadas as curvas adimensionalizadas para nove amostras, onde se verifica a boa concordância entre os comportamentos. Nessa mesma figura podem, também, ser observadas as curvas para o CP07B obtidas a partir da combinação entre o fluxo medido nessa amostra e as deformações correspondentes medidas em amostra submetida a ensaio edométrico. Percebe-se, facilmente, que seu comportamento é muito diferente dos demais (curvas azul e cor de telha, mais afastadas das outras), corroborando para a não adoção desse procedimento. A curva adotada foi a vermelha, obtida a partir de uma média entre o comportamento das demais amostras e dada por:

$$k_{adm} = 1 \cdot e^{(-60*(1 - \phi_{adm}))}$$
(4.1)

Essa relação é muito importante por levar à simulação de reservatórios o efeito da compactação através da variação da permeabilidade com a porosidade. Diferentemente das correlações encontradas na literatura, é baseada em ensaios laboratoriais com a própria rocha-reservatório deste estudo. Uma destas correlações é a de Kozeny-Carman (Equação (2.25)), também representada no gráfico da Figura 4.14 através da curva magenta, segundo a qual a redução da permeabilidade com a porosidade é mais abrupta do que o observado em laboratório.



Figura 4.14 Curvas porosidade *versus* permeabilidade para a fácies *wackestone*, comparando com relação de Kozeny-Carman.

Nos ensaios de Soares [32] foram utilizadas amostras não só da fácies *wackestone*, mas também de outras fácies de outros reservatórios carbonáticos da mesma bacia. As curvas resultantes de variação de

porosidade com permeabilidade das demais fácies são mostradas na Figura 4.15, juntamente com a curva que representa o ajuste acima obtido. Observa-se que, para as amostras com porosidade acima de 20%, a curva de ajuste representa bem o comportamento medido em laboratório. Porém, o gráfico indica que a relação obtida não é representativa para rochas menos porosas. Como as amostras utilizadas neste estudo tem porosidade entre 20% e 30% (como será mostrado na Tabela 4.2), o emprego desta relação para as demais fácies além da *wackestone* é razoável.

Para as cinco fácies utilizadas neste estudo, foram feitos ensaios numéricos com fluxo para medição da variação da permeabilidade e porosidade com o aumento das deformações. Para as fácies homogêneas, essa resposta poderia ser obtida a partir do ensaio numérico mecânico em conjunto com a utilização da relação entre permeabilidade e porosidade (Equação (4.1)). Mas, como para a fácies heterogênea essa informação deve ser obtida a partir dos ensaios numéricos de fluxo, optou-se por adotar o mesmo procedimento em ambas as situações.



Figura 4.15 Variação da permeabilidade com a porosidade para fácies diferentes da *wackestone*, além da curva de ajuste.

As curvas a seguir, que relacionam tensão média com porosidade e velocidade de fluxo, foram obtidas a partir da trajetória de tensões edométrica. A relação que rege a variação da permeabilidade com a porosidade, informada ao ABAQUS, é a da Equação (4.1). Importante ressaltar, novamente, que para a trajetória edométrica a variação da poropressão é dada pela variação da tensão efetiva vertical.



Figura 4.16 Variação da porosidade e da velocidade de Darcy da fácies *wackestone* (WCK).



Figura 4.17 Variação da porosidade e da velocidade de Darcy da fácies *packstone* peloidal com bioclastos e microoncolitos (PCKM).



Figura 4.18 Variação da porosidade e da velocidade de Darcy da fácies *packstone* peloidal oncolítico com bioclastos (PCKB).



Figura 4.19 Variação da porosidade e da velocidade de Darcy da fácies *packstone* (PCK).



Figura 4.20 Variação da porosidade e da velocidade de Darcy da fácies grainstone (GRN).

O que se pode observar nos cinco pares de gráficos das Figura 4.16, Figura 4.17, Figura 4.18, Figura 4.19 e Figura 4.20 é uma quebra na curva ao atingir o fechamento da envoltória - alguns com maior sutileza, outros com maior clareza. Esse mesmo padrão de comportamento foi verificado por Dautriat [42], como mostrado na Seção 2.3.

4.3 Ensaios Numéricos para Obtenção da Rocha Equivalente

A exemplo do que ocorreu com a fácies *packstone*, em que foi necessário estudar um comportamento equivalente a uma rocha composta por duas outras fácies diferentes, também foi obtido um comportamento equivalente para a seção litológica apresentada na Seção 3.3. Esse procedimento tem como objetivo analisar a situação em que a rocha-reservatório é considerada homogênea, no que se refere ao comportamento mecânico, no modelo de simulação de reservatórios.

Na primeira etapa, de caracterização mecânica para determinação da envoltória e de seu fechamento, foram feitos três ensaios triaxias (confinamentos de 5, 10 e 20 MPa) e um hidrostático. Porém, ao observar a composição da rocha heterogênea, como mostra a Figura 3.8, percebese que mais de 50% é da fácies *wackestone*, justamente a que teve apenas ensaios edométricos. Assim, se essa fácies não teve uma envoltória determinada a partir de ensaios laboratoriais, optou-se por não determinar a envoltória também para a rocha equivalente. Através de ensaio numérico hidrostático, foi determinado o fechamento da envoltória, conforme Figura 4.21, que mostra também as envoltórias das demais fácies.

A Tabela 4.1 apresenta os parâmetros de envoltória e fechamento para as seis fácies, incluindo a rocha equivalente (EQV), não só no espaço σ_m versus t de Drucker-Prager Modificado, mas também no espaço I_1 versus J_2 , de Drucker-Prager, e segundo o critério de Mohr-Coulomb, σ_n versus τ , já que esses são mais presentes na literatura. Ainda com relação a esta tabela, há duas colunas referentes ao fechamento da envoltória, inicial e final. A primeira indica o momento em que o comportamento tensão versus deformação do material deixa de ser elástico, passando a sofrer endurecimento, até atingir o fechamento final, em que a grande plastificação dificulta a convergência do ABAQUS.



Figura 4.21 Envoltórias e fechamentos para as seis fácies do estudo.

FÁCIES		FECHAMENTO						
	DRUCKER-PRAGER, p x t		DRUCKER-PF	RAGER, I1 x J2 ^{1/2}	MOHR-C	OULOMB	Inicial	Final
	d	β	d	β	Coesão	Âng. Atrito	Tensâ	io média
	(MPa)	(°)	(MPa)	(°)	(MPa)	(°)	(MPa)	(MPa)
GRAINSTONE	29	42	9	6	7	13	23	31
PACKSTONE COM MICROONCOLITOS	13	53	4	8	3	18	14	65
PACKSTONE COM BIOCLASTOS	46	42	15	5	12	13	40	65
PACKSTONE	23	66	7	14	5	27	27	180
WACKESTONE	-	-	-	-	-	-	30	83
EQUIVALENTE	-	-	-	-	-	-	30	53

Tabela 4.1 Parâmetros de resistência para as seis fácies.

A partir da saída do ABAQUS, obteve-se o comportamento deformação volumétrica plástica *versus* posição do *cap*; os parâmetros elásticos foram determinados com base nos ensaios numéricos triaxiais.

Com isso, foi possível gerar um modelo mecânico equivalente, homogêneo. Os gráficos da Figura 4.22 comparam os modelos heterogêneo e homogêneo equivalente: comportamento tensão *versus* deformação e a evolução do fechamento da envoltória com a deformação volumétrica, ambos obtidos do ensaio numérico hidrostático.



Figura 4.22 Curvas dos ensaios numéricos mecânicos na fácies EQV.

Na Figura 4.22 são apresentados os resultados mecânicos obtidos a partir das modelagens de fluxo vertical e horizontal. Essa prática foi adotada com o intuito de verificação desta metodologia, o que foi feito com sucesso. Quanto à comparação entre os modelos heterogêneo e homogêneo, há uma diferença relacionada ao desenvolvimento do *cap*. Essa diferença pode ser justificada porque, no heterogêneo, cada material atinge o colapso de acordo com suas características, enquanto no homogêneo este é atingido de uma só vez. Quanto ao fluxo, pode-se considerar uma boa convergência entre as curvas geradas pelos dois modelos.

Para obtenção do comportamento equivalente para o fluxo, foi adotado o mesmo procedimento descrito na Seção 3.7, ou seja, aplicação de fluxo na base e na lateral do modelo heterogêneo para obtenção da variação das permeabilidades vertical e horizontal, respectivamente, com a deformação e, consequentemente, com a porosidade. A porosidade inicial equivalente foi determinada com base na Equação (2.49) e a relação permeabilidade *versus* porosidade, a partir da saída do ABAQUS do modelo heterogêneo e da Lei de Darcy (Equação (2.46)). Vale lembrar que o índice de vazios se relaciona com a porosidade através da Equação (2.45) e que a porosidade é função da deformação volumétrica segundo a relação (2.44). A Figura 4.23 mostra as variações de porosidade e permeabilidade com o aumento das tensões.



Figura 4.23 Variação da porosidade e da condutividade hidráulica da fácies EQV.

A Tabela 4.2, apresentada a seguir, mostra os parâmetros elásticos, de resistência e petrofísicos básicos para as seis fácies deste estudo. Nos modelos de simulação de reservatórios, a caracterização petrofísica básica é feita respeitando as diferentes camadas, ou seja, há uma heterogeneidade quanto à distribuição de porosidade e permeabilidade. Porém, quanto à compressibilidade, a prática mais comum é adotar um único valor para cada região de fluxo. Com base nisso, para a rocha equivalente apenas os parâmetros mecânicos são considerados homogêneos, sendo mantida a discretização heterogênea dos valores de porosidade e permeabilidade.

FÁCIES	Parâmetros Elásticos		Envoltória		Fechamento		Petrofísica Básica Inicial @STD			
	Young	Poisson	Coesão	Ângulo de atrito	Inicial	Final	PHI	Kh	Kv	CP Representativo
	(GPa)	(adm)	(MPa)	(°)	(MPa)	(MPa)	(adm)	(mD)	(mD)	
GRAINSTONE	5.8	0.22	29	42	23	31	0.257	1.8	2.1	CP03G
PACKSTONE COM MICROONCOLITOS	8	0.2	13	53	14	65	0.286	25.7	23.3	CP10M
PACKSTONE COM BIOCLASTOS	3.8	0.1	46	42	40	65	0.249	3.8	3.5	CP08B
PACKSTONE	5.2	0.13	23	66	27	180	0.268	14.7	6	-
WACKESTONE	5	0.2	-	-	30	83	0.303	25.2	25.2	CP08W (2000)
EQUIVALENTE	4.8	0.17	-	-	30	53	0.284	16.5	5.8	-

Tabela 4.2 Parâmetros de ajuste e petrofísica básica para as seis fácies.

Uma breve observação pode ser feita quanto às informações petrofísicas apresentadas na Tabela 4.2. Quanto à permeabilidade inicial: apenas as amostras CP08B e CP04G, representantes das fácies packstone com bioclastos e grainstone, respectivamente, tiveram as medições feitas em laboratório nas direções vertical e horizontal. Na amostra CP10M, da fácies packstone com microoncolitos, foi medida a permeabilidade vertical, sendo a horizontal estimada a partir da utilização da mesma razão entre as permeabilidades vertical e horizontal obtida do CP08B. Também para o CP08W, da fácies wackestone, foi medida apenas permeabilidade vertical, mas, como a maior parte da sua lama carbonática, composição é de achou-se sensato adotar permeabilidade isotrópica.

O que se observa ao analisar a Tabela 4.2 é que as quatro fácies originais apresentam um comportamento que pode ser considerado isotrópico quanto à permeabilidade. Porém, na fácies PCK, resultante de ensaios numéricos, verifica-se que os valores de permeabilidade vertical são muito inferiores aos horizontais. Isso porque, como foi assumida uma boa continuidade horizontal, o fluxo nessa direção ocorre em paralelo, sendo resultante da soma das vazões de cada fácies original. Por outro lado, o fluxo vertical ocorre em série, ou seja, o escoamento vai atravessando diferentes camadas, cada uma com um comportamento hidráulico próprio, o que acaba por "penalizar" a permeabilidade vertical equivalente. Ao aplicar as tensões, essa penalização é ainda pior, já que a deformação também não ocorre de forma contínua na direção vertical, como acontece na horizontal.

Quanto à porosidade: como Soares enfatizou muito bem em seu trabalho [32], a porosidade é uma propriedade que tem grande relação com a ocorrência de colapso de poros. A Figura 2.19, da Seção 2.3, ilustra essa relação, indicando que materiais mais porosos colapsam com tensões inferiores a dos materiais menos porosos. Com base nessa constatação, optou-se por utilizar a média das porosidades das amostras pertencentes a cada fácies, ao invés de apenas a da amostra representativa. Como todas as amostras utilizadas nesta pesquisa tiveram medição de porosidade, essa hipótese foi adotada para todas as fácies, sendo estes os valores constantes da Tabela 4.2.

Outra análise a ser feita é a comparação dos parâmetros apresentados na Tabela 4.2 com os da literatura. Yale & Jamieson [56] analisaram amostras de rocha carbonática, com diferentes composições, retiradas de dois campos de petróleo situados nos Estados Unidos. A Figura 4.24 mostra valores do Módulo de Young variando com a porosidade, obtidos em laboratório através de ensaios estáticos. A amostra que mais se aproxima das apresentadas na Tabela 4.2 está indicada em laranja, considerando tanto a composição, quanto a porosidade. Para essa, o módulo de Young obtido pelos autores é de 21 GPa, bem acima dos valores constantes da tabela.

133



Figura 4.24 Valores de Módulo de Young com a porosidade medidos estaticamente em laboratório (modificado de [56]).

Também no trabalho de Warpinski *et al.* [57] são apresentados resultados de parâmetros elásticos obtidos em laboratório. Para uma amostra de rocha do tipo *mudstone*, retirada a mais de 1400 m de profundidade, o Módulo de Young medido foi de 16.7 GPa, enquanto o Coeficiente de Poisson foi de 0.13. Comparando esses valores com os obtidos nesse trabalho, o Módulo de Young está bem acima, enquanto o Coeficiente de Poisson está de acordo.

Olsen & Fabricius [58], entre outros objetivos, também compararam valores de Módulo de Young obtidos de forma estática e dinâmica para amostras de rocha carbonática, do tipo *chalk*, retiradas de afloramento. Para uma dessas amostras foi medido o Módulo de Young ao longo do seu comprimento, como mostra a Figura 4.25, onde também está indicado o intervalo de valores desse parâmetro segundo a Tabela 4.2. Apesar de amostras estudadas por Olsen & Fabricius terem uma porosidade de 44%, há uma proximidade entre os Módulos obtidos neste trabalho e no deles.



Figura 4.25 Valores de Módulo de Young medidos ao longo de amostra de rocha tipo *chalk*. (modificado de Olsen & Fabricius [58])

Goodman [22] organizou diversas propriedades para diferentes tipos de rocha. Para as rochas carbonáticas relacionadas, o Módulo de Young calculado varia de 28 a 64 GPa, bem superiores aos valores constantes na Tabela 4.2.

Apesar de nenhum dos casos acima poder ser considerado como um análogo às rochas deste estudo, seja devido à profundidade, porosidade, composição, ou pela simples falta de informação, ilustram o grande intervalo de valores de Módulo de Young para rochas carbonáticas, entre seis e 64 GPa. O que se pode constatar é que os valores apresentados na Tabela 4.2 estão bem próximos do limite inferior desse intervalo.

Quanto ao comportamento quanto à compressão, a partir do gráfico de tensão de colapso de poros *versus* porosidade resultante do trabalho de Soares [32], Figura 2.19, é possível incluir os valores obtidos neste trabalho e constantes das Tabelas 4.1 e 4.2. O gráfico resultante consta da Figura 4.26, onde se observa que estes valores, indicados pelas estrelas azuis, estão próximos dos medidos por Soares.



Figura 4.26 Gráfico de tensão de colapso de poros *versus* porosidade, com a inclusão das fácies deste trabalho. (modificado de Soares [32])