

3

Metodologia

As amostras utilizadas neste estudo, cedidas pela Petrobras, pertencem a um campo de petróleo carbonático localizado na Bacia de Campos, Rio de Janeiro, aqui denominado B. Para viabilizar o estudo é importante que a escolha das amostras seja bastante criteriosa. O procedimento adotado é descrito a seguir, após a exposição de algumas informações relevantes do campo. Escolhidas as amostras, é preciso classificá-las segundo algum critério. Entre os possíveis podem ser listados: fluido saturante, fácies litológicas ou mesmo por suas características permo-porosas.

Também será apresentada a seção litológica obtida a partir da descrição de amostras de calha e de testemunho, ambos do poço de onde as amostras ensaiadas foram retiradas. É a partir dessa seção que será elaborado o modelo de simulação no IMEX, conforme descrito no capítulo 6. Além da litologia, os estados de tensões do campo, tanto inicial quanto final, também devem ser conhecidos. Para a determinação deste último é utilizada a previsão da pressão média do reservatório de acordo com o modelo de simulação utilizado pelo Ativo².

Visando o objetivo de comparação ente modelos heterogêneos e homogêneos quanto à representação da geomecânica, serão feitos ensaios numéricos como técnica de homogeneização. Assim, será definido um modelo equivalente cujas propriedades mecânicas e elásticas são representativas do modelo heterogêneo definido com base na seção litológica do reservatório.

² Na estrutura organizacional da Petrobras, o Ativo reúne os profissionais responsáveis pelas atividades relacionadas ao campo, incluindo o seu o gerenciamento.

Como mencionado no item 2.1.4, visando uma melhor representação do comportamento da rocha na simulação convencional de reservatórios, as tabelas de pseudoacoplamento devem ser elaboradas com base em ensaios laboratoriais de mecânica de rochas, os quais serão descritos neste capítulo. Os ensaios são então ajustados numericamente, através do *software* ABAQUS, de forma a representar o comportamento observado no laboratório. Uma vez que cada fácies tem seus parâmetros de ajuste definidos, são geradas as tabelas de pseudoacoplamento.

Utilizando um modelo simplificado de simulação de reservatórios, mas com propriedades e estratégia de produção características de um reservatório real, são feitas comparações entre a simulação convencional e o pseudoacoplamento. Conhecidas as consequências da compactação do reservatório, são propostos modelos de mitigação aos efeitos da geomecânica.

Na Figura 3.1 consta uma representação esquemática ilustrativa da metodologia proposta.

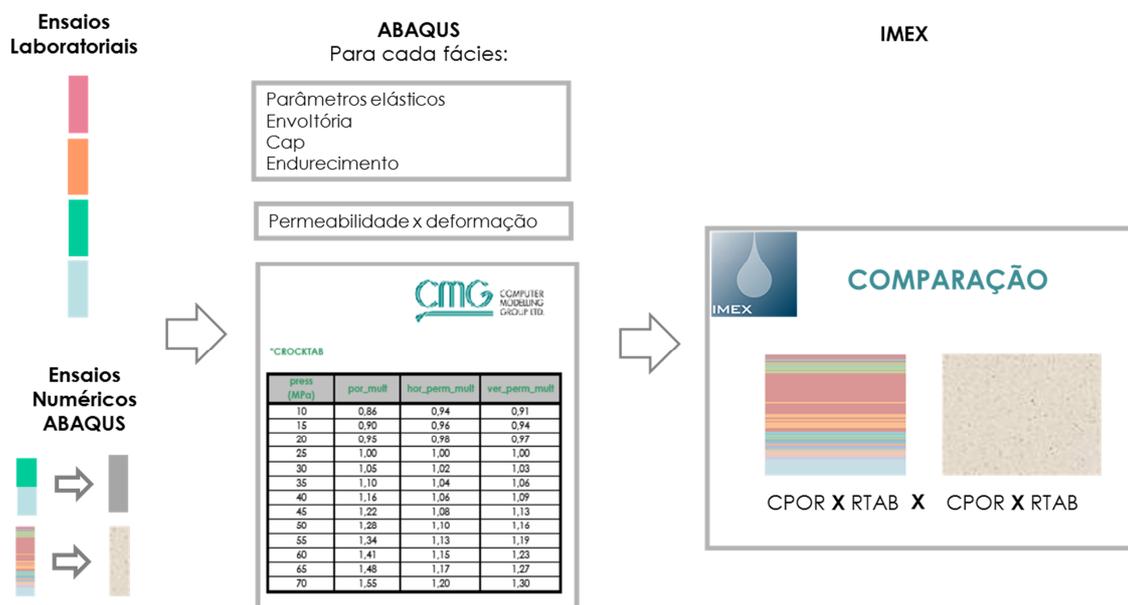


Figura 3.1 Representação esquemática da metodologia proposta para consideração dos efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios.

A metodologia descrita a seguir tem como objetivo levar à simulação de reservatórios os efeitos da geomecânica de uma maneira aproximada e de baixo custo computacional. Deve-se observar, porém, que nem toda

rocha-reservatório é suscetível aos efeitos da geomecânica. Saber se é suscetível ou não só é possível, idealmente, após a realização de ensaios laboratoriais de mecânica de rochas, incluindo aqueles com medição de permeabilidade.

3.1 Informações Relevantes sobre o Campo B

O campo B, indicado na Figura 3.2, se encontra a uma profundidade média de 2500 m, lâmina d'água de 150 m e ocupa uma área de, aproximadamente, 12 km². Foi descoberto em 1977, quando sua pressão de poros inicial era de 29 MPa, aproximadamente, de acordo com o modelo de simulação de reservatórios. De uma forma geral e simplificada, o campo B pode ser dividido em três reservatórios, superior, intermediário e inferior, compostos, respectivamente, por rochas carbonáticas do tipo *grainstone*, *packstone/mudstone* e *packstone/grainstone*. O reservatório superior é o de melhor qualidade, o intermediário é o pior - enquanto a permeabilidade ultrapassa 300 mD no primeiro, no segundo varia entre cinco e oito milidarcy. Pontualmente, a porosidade pode ser superior a 30%, mas, de uma forma geral, fica próxima a 20%. Apesar da baixa qualidade, é nas fácies secundárias onde se encontram 70% das reservas.

Um dado muito importante quanto ao campo é que, segundo engenheiros e geocientistas responsáveis pelo seu gerenciamento, sua produção sempre esteve aquém do previsto. Essa não representatividade do modelo de simulação pode ser devido a alguns fatores, dentre eles um modelo geológico inadequado, caracterização do fluido incorreta ou mesmo pela não consideração da geomecânica.



Figura 3.2 Campo B com localização dos poços B-05 e B-03.

3.2 Escolha das Amostras

Para cada campo de petróleo há um número determinado de poços testemunhados. Cada testemunho é composto por barriletes de nove metros, divididos em caixas de um metro. Dessa forma, mesmo quando o número de testemunhos é reduzido, a quantidade de caixas acaba por ser grande. Para ilustrar a quantidade de material disponível, neste estudo foram selecionados 11 testemunhos dispostos em, aproximadamente, 450 caixas, retirados de um intervalo superior a 200 m.

No caso do campo B, foram escolhidos os poços mais representativos das zonas produtoras, já que estas são as que sofrerão maiores variações de pressão e, por conseguinte, impacto da geomecânica. A Figura 3.3 correlaciona permeabilidade com porosidade de *plugs* amostrados de nove poços. Com base nesse levantamento,

foram escolhidos os testemunhos do poço B-05, que, juntamente com o B-03, apresenta maiores valores de porosidade e permeabilidade.

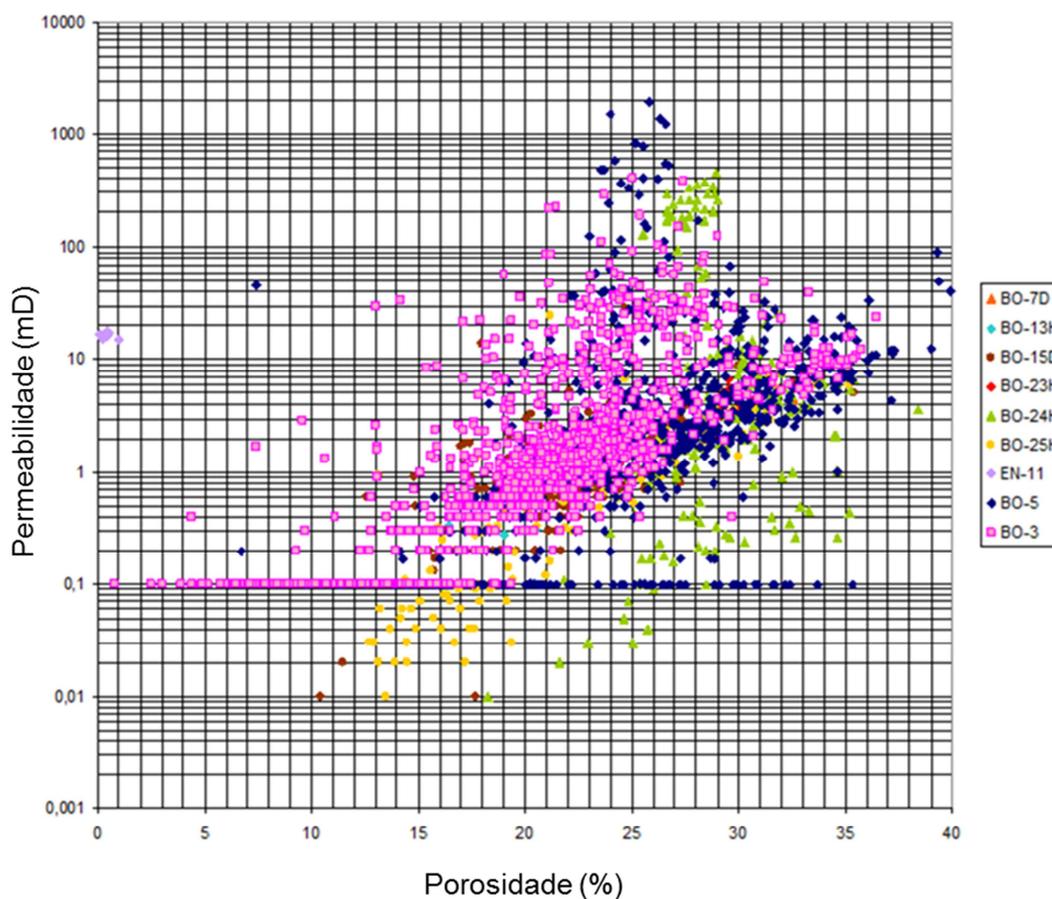


Figura 3.3 Relação porosidade *versus* permeabilidade para os poços testemunhados do Campo B.

Escolhido o poço, a etapa seguinte é a escolha dos testemunhos. Com base em perfis de resistividade, que identificam os intervalos saturados com óleo, porosidade, permeabilidade e na descrição da granulometria, mais uma vez foram escolhidos os testemunhos correspondentes aos intervalos produtores do reservatório. Na Figura 3.4 o quadro vermelho tracejado identifica os testemunhos selecionados para o poço B-05.

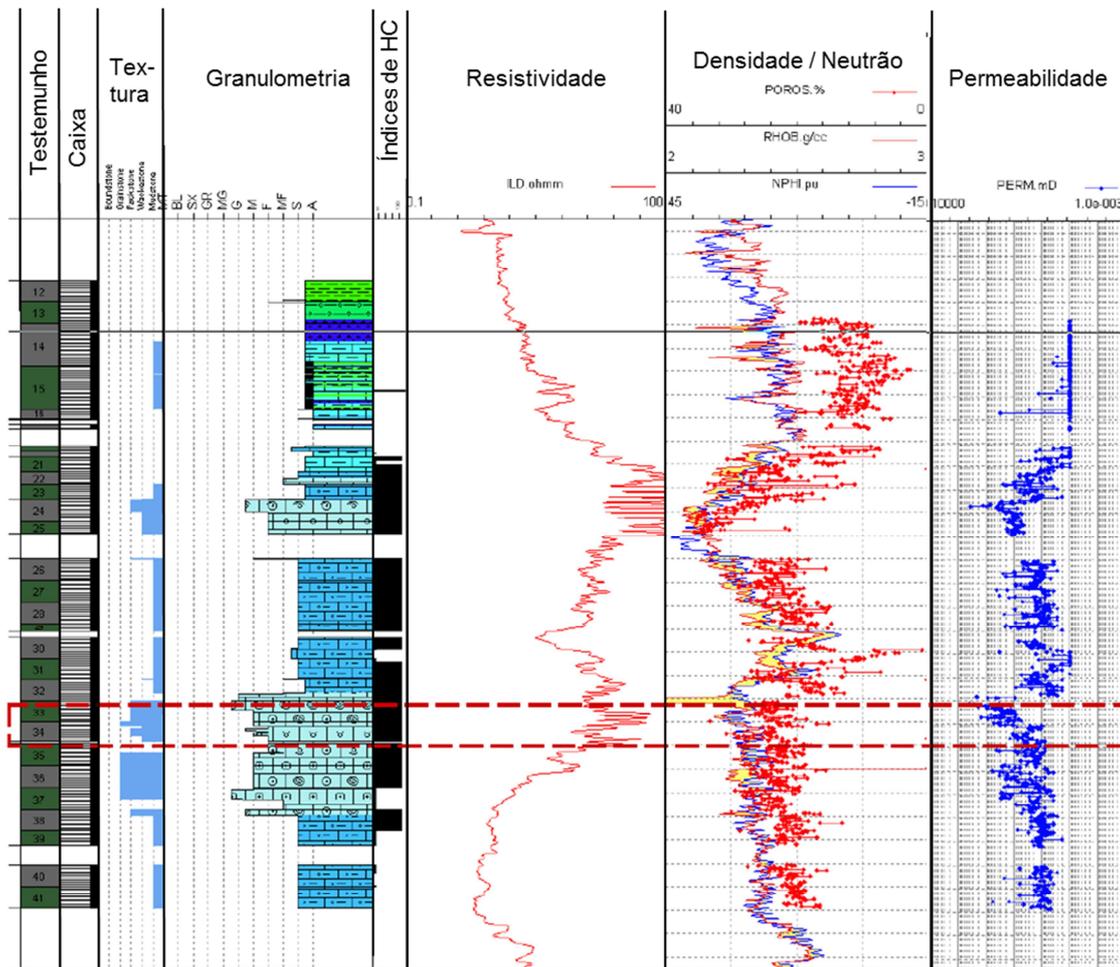


Figura 3.4 Perfis utilizados na seleção de testemunhos do poço B-05, tendo sido escolhidos aqueles que correspondem a intervalos da rocha-reservatório (alta resistividade), além de maiores valores de porosidade e permeabilidade.

Os testemunhos selecionados, organizados em caixas, como indicado na Figura 3.5, foram colocados na bancada. Após análise visual do material, foram escolhidos pedaços do testemunho viáveis de serem cortados em amostras cilíndricas de 1,5" x 3". Os critérios utilizados nesta seleção foram os de homogeneidade visual e dimensão mínima para plugagem do material, evitando partes mais quebradiças dos testemunhos. É importante chamar a atenção para o fato de que o poço B-05 foi perfurado em 1985, sendo os testemunhos mantidos em caixas desde então. As condições de armazenamento não tem qualquer tipo de controle, facilitando a alteração do material. Na Figura 3.5 também são indicadas localizações de onde foram retiradas amostras horizontais (elipses amarelas) e verticais (brancas). Esses *plugs* provavelmente foram

utilizados para ensaios petrofísicos quando da perfuração do poço, sendo esses resultados parte dos apresentados na Figura 3.3.

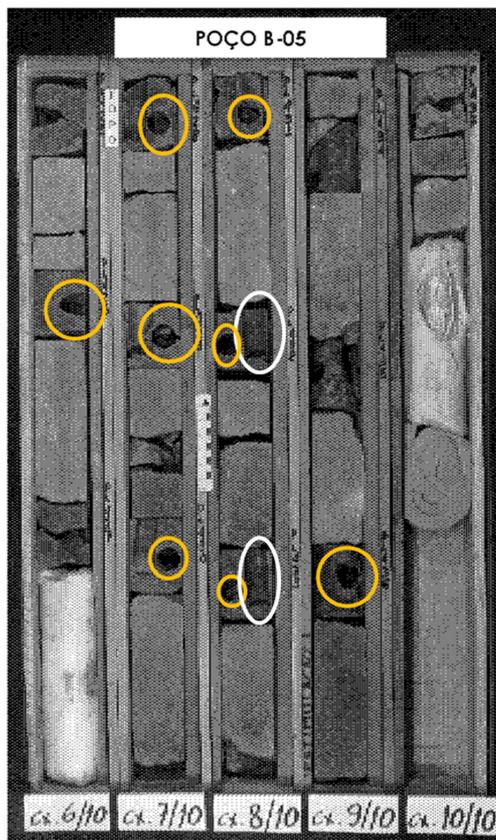


Figura 3.5 Foto de algumas caixas do testemunho do poço B-05, onde são indicadas localizações de amostras previamente retiradas: elipses amarelas indicam amostras horizontais, enquanto as brancas, as verticais.

Para este trabalho foram utilizadas 20 amostras, relacionadas na Tabela 3.1, juntamente com suas respectivas descrições litológicas.

Além dos ensaios a serem feitos com essas amostras, serão utilizados, também, resultados de ensaios mecânicos com medição de permeabilidade vertical e deformação volumétrica realizados em 2000 por Soares [32]. O material ensaiado é do tipo *wackestone*, de acordo com a classificação de Dunham. Dos vários ensaios triaxiais sob condições edométricas (sem deformação lateral) realizados, 15 foram no campo B, sendo nove do poço B-03 e o restante do B-05. Observa-se na Figura 3.2 que esses dois poços são relativamente próximos.

Tabela 3.1 Descrição litológica dos corpos de prova (CP) feitos para este estudo.

CP	Facies	Imagem
CP01M	Packstone peloidal com bioclastos e microoncolitos	
CP02M	Packstone peloidal com bioclastos e microoncolitos	
CP03M	Packstone peloidal com bioclastos e microoncolitos	
CP05M	Packstone peloidal com bioclastos e microoncolitos	
CP06M	Packstone peloidal com bioclastos e microoncolitos	
CP07M	Packstone peloidal com bioclastos e microoncolitos	
CP09M	Packstone peloidal com bioclastos e microoncolitos	
CP10M	Packstone peloidal bioclástico	
CP01G	Grainstone oolítico oncolítico	
CP02G	Grainstone oolítico oncolítico	
CP03G	Grainstone oolítico oncolítico	
CP04G	Grainstone oolítico oncolítico	
CP05B	Packstone oncolítica peloidal com bioclastos	
CP06B	Packstone oncolítica peloidal com bioclastos	
CP07B	Packstone oncolítica peloidal com bioclastos	
CP08B	Packstone oncolítica peloidal com bioclastos	
CP09B	Packstone oncolítica peloidal com bioclastos	
CP10B	Packstone oncolítica peloidal com bioclastos	
CP11B	Packstone oncolítica peloidal com bioclastos	
CP12B	Packstone oncolítica peloidal com bioclastos	

É interessante saber que os testemunhos são de propriedade da União. Assim, para sua utilização é necessária a autorização da agência reguladora, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Da mesma forma, devem ser prestadas contas de sua utilização ao final do estudo.

3.3 Seção Litológica

A partir da compreensão básica sobre a forma de classificação das rochas carbonáticas, é possível estudar a seção litológica de parte do reservatório analisado. “Parte” porque a metodologia aqui utilizada considerou os dados retirados de um poço, o que não convém ser extrapolado para todo campo. Para tanto, seria necessário o tratamento de um volume muito grande de informações, incluindo dados de sísmica, e o conhecimento do modelo deposicional empregado e de suas implicações, o que seria melhor executado em conjunto com geólogos e geofísicos.

Vale ressaltar que o modelo de simulação existente do campo foi desenvolvido considerando diferentes fontes de informação, como dados

de poços (perfis e amostras laterais), sísmica, modelo deposicional, geostatística, entre outros. Porém, ao fazer tal modelo, não havia a preocupação em levar em consideração o comportamento mecânico da rocha. Por essa razão, neste trabalho foi considerada outra seção litológica, ao invés de aproveitar a seção já existente.

A seção litológica utilizada neste estudo foi definida a partir, principalmente, da descrição de amostras de calha durante a perfuração do poço B-05, em 1985. Essa informação foi complementada com a descrição do testemunho deste mesmo poço feita por geólogos do Ativo na ocasião da escolha das amostras para esse trabalho, em 2010/2011. O resultado obtido é apresentado na Figura 3.6.

Camada	Topo	Base	Espessura	Camada_Mix_Simplificado
1	563	2405,8	1842,8	SEM FACIES
2	2405,8	2407,55	1,75	MARGA
3	2407,55	2417,1	9,55	WACKESTONE
4	2417,1	2421,4	4,3	GRAINSTONE
5	2421,4	2425,35	3,95	WACKESTONE
6	2425,35	2429,6	4,25	PACKSTONE
7	2429,6	2430,4	0,8	WACKESTONE
8	2430,4	2433,75	3,35	PACKSTONE
9	2433,75	2435,7	1,95	GRAINSTONE
10	2435,7	2437,55	1,85	PACKSTONE
11	2437,55	2438,5	0,95	GRAINSTONE
12	2438,5	2442,95	4,45	Peloidal packstone with bioclasts and microoncolites
13	2442,95	2443,5	0,55	PACKSTONE
14	2443,5	2443,95	0,45	Peloidal bioclastic packstone
15	2443,95	2445,2	1,25	GRAINSTONE
16	2445,2	2451,35	6,15	PACKSTONE
17	2451,35	2520,15	68,8	WACKESTONE
18	2520,15	2524,1	3,95	PACKSTONE
19	2524,1	2549,7	25,6	WACKESTONE
20	2549,7	2558,15	8,45	MUDSTONE
21	2558,15	2561,55	3,4	WACKESTONE
22	2561,55	2566,8	5,25	MUDSTONE
23	2566,8	2569,25	2,45	WACKESTONE
24	2569,25	2583,4	14,15	MUDSTONE
25	2583,4	2592,1	8,7	WACKESTONE
26	2592,1	2593,75	1,65	PACKSTONE
27	2593,75	2600,55	6,8	Very fine peloidal packstone
28	2600,55	2602,4	1,85	FLOATSTONE
29	2602,4	2602,5	0,1	Oncolitic floatstone with packstone matrix
30	2602,5	2604,8	2,3	GRAINSTONE
31	2604,8	2610,2	5,4	Oncolitic floatstone with packstone matrix
32	2610,2	2610,6	0,4	FLOATSTONE
33	2610,6	2613,55	2,95	Bioclastic oncolitic floatstone with peloidal packstone matrix
34	2613,55	2627,4	13,85	GRAINSTONE
37	2627,4	2635,45	8,05	Oncolitic peloidal packstone
38	2635,45	2636,55	1,1	FLOATSTONE
39	2636,55	2639,55	3	Bioclastic oncolitic floatstone with peloidal oncolitic packstone matrix
40	2639,55	2639,8	0,25	RUDSTONE
41	2639,8	2649,05	9,45	GRAINSTONE
44	2649,25	2653	3,75	Peloidal oncolitic packstone with bioclasts
45	2653	2653,5	0,5	GRAINSTONE
46	2653,5	2700,05	46,55	Peloidal oncolitic packstone with bioclasts

Figura 3.6 Seção litológica a partir do poço B-05. [53]

A Figura 3.7 mostra a parcela de cada fácies na composição da seção.

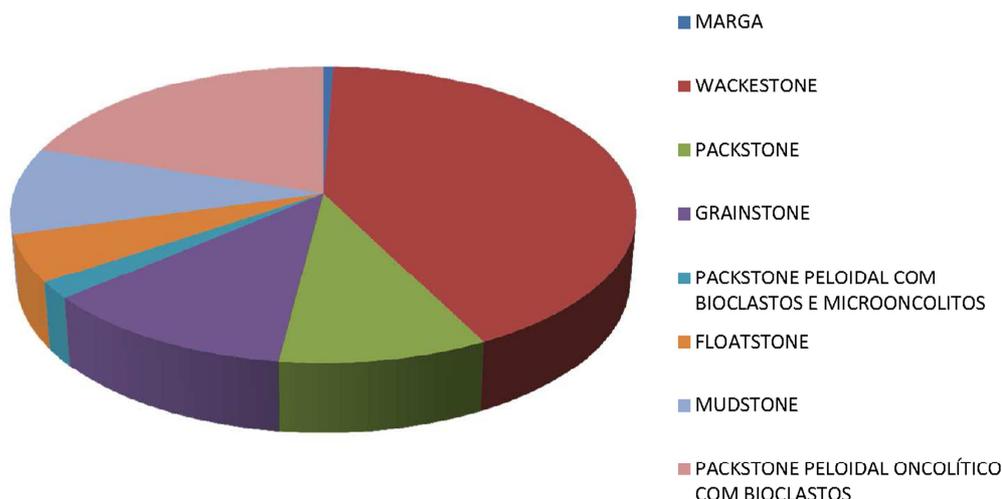


Figura 3.7 Composição da seção litológica.

A descrição, seja de calha ou de testemunho, é um trabalho demorado e feito com rigor pelos geólogos (chegam a descrever intervalos de poucos centímetros dentro de pacotes de dezenas de metros de outra fácies). Mas, por não ser feito por apenas um profissional e não ser uma ciência exata, foram encontradas algumas divergências entre as duas. Nestas situações, foi adotada a descrição do testemunho. Ressalta-se que, ao fazer a comparação, foi tomado o devido cuidado para que ambas partissem de uma mesma referência de profundidade.

Ao comparar essas fácies com as das amostras selecionadas para os ensaios mecânicos, percebe-se que nem todas foram caracterizadas mecanicamente. Por isso, foram adotadas algumas hipóteses simplificadoras:

1. MARGA - aparece apenas no topo da seção e tem uma espessura inferior a dois metros. Foi retirada do modelo.

2. MUDSTONE - a classificação de Dunham define que *mudstones* são rochas com menos de 10% de grãos e que tem como suporte a lama carbonática, o que é muito similar à definição de *wackestones*, que têm mais de 10% de grãos mas, ainda assim, apresenta o mesmo suporte. Essa fácies foi incorporado ao *wackestone*.

3. FLOATSTONE - De acordo com a classificação de Embry-Klovan, essa fácies também tem suporte pela lama e menos de 10% de grãos. Sendo esta a mesma definição de *wackestone*, assim foi considerada essa fácies.

4. PACKSTONE - Na falta de uma maior especificação do que tipo de *packstone* se trata, optou-se por fazer uma composição com os outros dois tipos de *packstone* disponíveis e caracterizados em laboratório, sendo que cada fácies representa 50% do material. Os parâmetros que caracterizam o comportamento tensão-deformação desta rocha equivalente são obtidos a partir de ensaios numéricos.

Desta forma, a seção litológica adotada neste trabalho é apresentada na Tabela 3.2, enquanto que a parcela relativa a cada fácies consta da Figura 3.8.

Resumidamente, a seção adotada neste estudo consta de cinco fácies, que compõem 292 metros de espessura do reservatório, distribuídos em 26 camadas, cuja espessura mínima é de um metro.

Tabela 3.2 Seção litológica final do campo B a partir do poço B-05.

TOPO (m)	BASE (m)	ESPESSURA (m)	LITOLOGIA
2407.55	2417.10	10	WACKESTONE
2417.1	2421.4	4	GRAINSTONE
2421.40	2425.35	4	WACKESTONE
2425.35	2429.60	4	PACKSTONE
2429.60	2430.40	1	WACKESTONE
2430.40	2433.75	3	PACKSTONE
2433.75	2435.7	2	GRAINSTONE
2435.70	2437.55	2	PACKSTONE
2437.55	2438.5	1	GRAINSTONE
2438.50	2443.95	5	Packstone peloidal com bioclastos e microoncolitos
2443.95	2445.2	1	GRAINSTONE
2445.20	2451.35	6	PACKSTONE
2451.35	2520.15	69	WACKESTONE
2520.15	2524.10	4	PACKSTONE
2524.10	2592.10	68	WACKESTONE
2592.10	2600.55	8	PACKSTONE
2600.55	2602.50	2	WACKESTONE
2602.5	2604.8	2	GRAINSTONE
2604.80	2613.55	9	WACKESTONE
2613.55	2627.4	14	GRAINSTONE
2627.40	2635.45	8	Packstone peloidal oncolítico com bioclastos
2635.45	2639.80	4	WACKESTONE
2639.8	2649.25	9	GRAINSTONE
2649.25	2653.00	4	Packstone peloidal oncolítico com bioclastos
2653	2653.5	1	GRAINSTONE
2653.50	2700.05	47	Packstone peloidal oncolítico com bioclastos

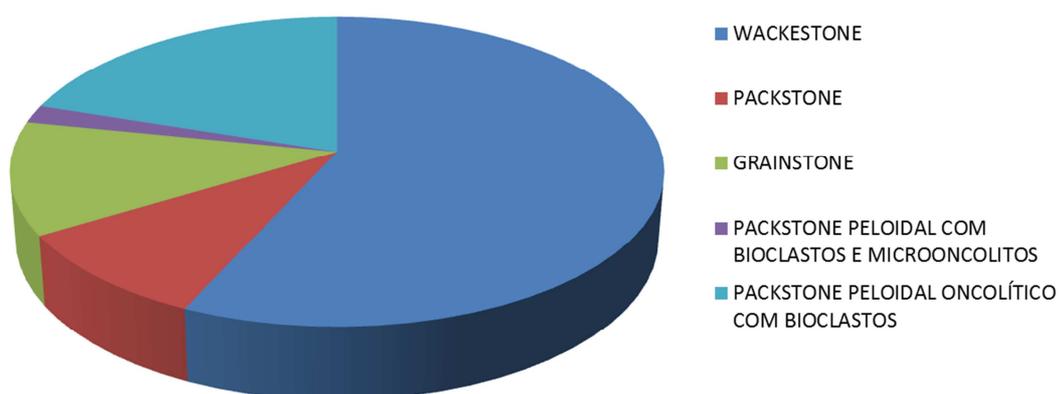


Figura 3.8 Resumo da seção litológica final a partir do poço B-05.

3.4 Estado de Tensões

O estado de tensões foi levantado a partir de bancos de dados da Petrobras [53]. Foram considerados dois possíveis cenários de tensão: regime normal, em que a tensão vertical é maior que as demais, e regime transcorrente, em que a vertical é a intermediária. Neste trabalho foi considerado apenas o primeiro cenário, mais comumente verificado na profundidade do campo B. Os procedimentos para obtenção destes parâmetros são descritos, de forma resumida, a seguir.

A poropressão pode ser obtida de duas maneiras. Na primeira são utilizados dados pontuais de testes de formação, em que determinado intervalo do reservatório é isolado e produzido, através da imposição de um diferencial de pressão, enquanto a pressão é monitorada. Ao intercalar períodos de produção com fechamento, obtém-se algumas propriedades da formação, entre elas a pressão estática. Na segunda maneira, a poropressão é calculada com base na profundidade de interesse e na densidade da água, a qual é obtida a partir de análise química de amostras da água de formação. Caso haja divergência entre os dados de poropressão calculados, é priorizado o do teste de formação.

As tensões verticais totais são obtidas a partir de perfis de densidade, que são perfis radioativos que medem a densidade da rocha ao longo do intervalo em que é passado. Ao integrar os registros de densidade da formação ao longo da profundidade, tem-se a tensão vertical total.

As tensões horizontais menores são obtidas a partir do fraturamento da formação e correspondem à pressão de fechamento da fratura. Alguns testes desta natureza são o *mini-frac* e o de *leak-off*. Enquanto os testes de *leak-off* costumam ser feitos para verificar a integridade do revestimento após sua colocação, os *mini-fracs* tem como objetivo a coleta de informações prévias para o planejamento de uma operação de fraturamento, propriamente dito. Já as tensões horizontais maiores, são obtidas a partir de modelagens que levam em consideração as características do *break-out*.

Como boa parte desses dados é descontínuo e dada a necessidade de abranger todo o intervalo do reservatório, foram feitas interpolações/extrapolações.

Aqui, por uma questão de confidencialidade, o estado de tensões inicial é apresentado apenas de forma resumida: no topo do reservatório, a tensão média total é de 42 MPa, chegando a quase 50 MPa na base; a tensão efetiva vertical é de 25 MPa, a horizontal menor, 16.5 MPa e a horizontal maior, 20 MPa. A pressão de poros é de 22 MPa, também no topo do reservatório.

Conhecer a variação da poropressão durante a exploração do campo é importante para a obtenção das tensões efetivas em um dado momento. Para o campo B esse dado foi obtido a partir do seu modelo de simulação, fornecido pelo Ativo, utilizando o *software* IMEX, da CMG, amplamente utilizado na indústria do petróleo. No gráfico da Figura 3.9 são apresentadas as variações da pressão média do campo e para os três reservatórios, o superior, intermediário e inferior. Observa-se que a máxima depleção prevista para o campo é de 10 MPa, aproximadamente. A repressurização do campo, observada a partir de 2008, é decorrente de um programa de injeção de água através de um poço injetor com vazão variando entre 600 e 2500 m³/dia.

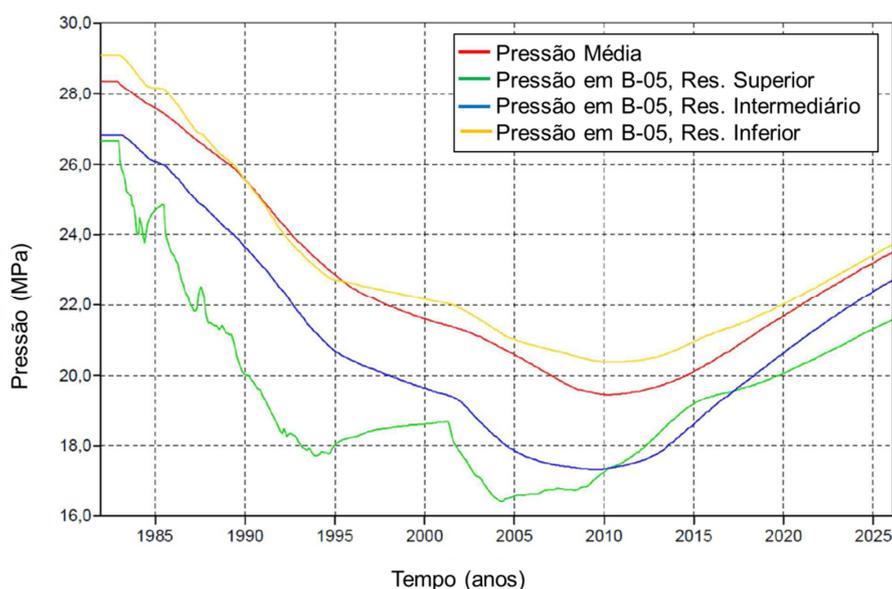


Figura 3.9 Pressão de poros no campo B: média, nos reservatórios superior, intermediário e inferior.

3.5 Comportamento Mecânico das Rochas de Interesse

Os ensaios de mecânica de rochas utilizados neste trabalho foram feitos em dois momentos: os primeiros constam do trabalho de Soares, [32], [44], realizados em 2000. Mais recentemente, em 2012, foram feitos os demais, sendo alguns realizados por Soares, no Laboratório de Mecânica de Rochas do Centro de Pesquisa da Petrobras (CENPES), outros no centro de pesquisa governamental da Austrália, *Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation* (CSIRO). Os ensaios serão apresentados a seguir, agrupados de acordo com a fácies litológica a que pertencem as amostras.

Antes de descrever os ensaios realizados para cada fácies, vale fazer uma breve explanação sobre os tipos de ensaios utilizados neste trabalho para a caracterização do comportamento da rocha. Visando a determinação da envoltória de cisalhamento, devem ser feitos ensaios triaxiais de compressão, em que primeiro é aplicado um confinamento hidrostático à amostra, o qual é mantido constante, seguido por incrementos da tensão desviadora na direção axial. A repetição deste ensaio em diferentes amostras da mesma fácies com diferentes tensões confinantes permite a obtenção dos parâmetros de coesão e ângulo de atrito, que definem a envoltória. Quanto à resistência ao colapso de poros, sua determinação é feita através do ensaio hidrostático. Este, porém, corresponde a apenas um ponto do fechamento da envoltória, ou *cap*. Para uma correta determinação do formato do fechamento da envoltória são necessários, além do ensaio hidrostático, ensaios edométricos, em que não é permitida a deformação lateral. No caso dos ensaios utilizados neste trabalho, trata-se de ensaios triaxiais sob condições edométricas, já que o equipamento permite a medição da tensão horizontal que atende à condição de não deformação lateral.

Os ensaios com a fácies *wackestone* (WCK) constam do trabalho de Soares, [32], [44]. Devido às dimensões das amostras disponíveis, inferiores às mínimas necessárias para a realização de ensaios triaxiais com confinamento constante (1,5" x 3"), tais ensaios foram feitos sob

condições edométricas. Entre as amostras utilizadas, 15 eram do campo B, sendo nove da fácies *wackestone*. A Tabela 3.3 apresenta a relação dos corpos de prova pertencentes à fácies WCK ensaiados por Soares, suas respectivas porosidades e o poço de origem.

Como não foram feitos ensaios triaxiais com confinamento constante, não foi possível definir a envoltória para essa fácies. Visando uma descrição de endurecimento da fácies *wackestone* para ser inserida no *software* ABAQUS, foi escolhida a amostra CP08W como referência que, com base no gráfico da Figura 3.10 apresenta um comportamento médio tensão *versus* deformação. Para o ajuste dos parâmetros elásticos, porém, procurou-se representar um comportamento mais rígido do que o da amostra em si, seguindo a tendência da maioria das amostras. Definitivamente, esse procedimento não é o mais indicado, mas, diante dos dados disponíveis, foi considerado satisfatório.

Tabela 3.3 Amostras da fácies *wackestone* ensaiadas por Soares em 2000 e aqui utilizadas.

CP	Poço	Porosidade (%)
CP1W	B-05	36
CP2aW	B-05	28
CP2bW	B-05	30
CP3W	B-05	31
CP4W	B-05	32
CP5W	B-05	29
CP04W	B-03	27
CP01W	B-03	26
CP08W	B-03	34

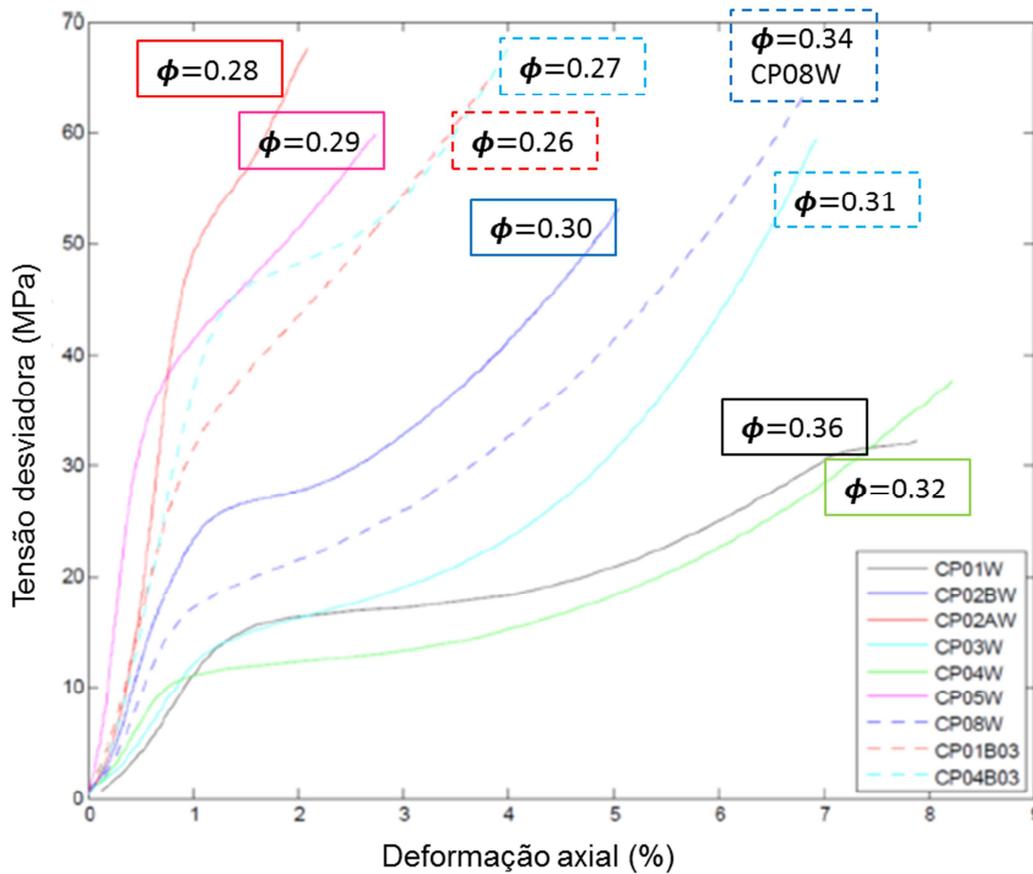


Figura 3.10 Comportamento tensão - deformação das amostras da fácies WCK.

Os ensaios da fácies *packstone* peloidal com bioclastos e microoncolitos (PCKM) foram realizados no CSIRO. Eram oito amostras saturadas com salmoura que foram ensaiadas da seguinte forma: um ensaio hidrostático, um de compressão uniaxial (UCS), um edométrico e quatro triaxiais com confinamentos de 5, 8, 10 e 12 MPa. Esse planejamento visava a obtenção da envoltória com seu fechamento bem definidos. Porém, como todas as amostras foram saturadas na mesma data, mas ensaiadas em sequência, com um intervalo mínimo de dois dias entre dois experimentos, as amostras que ficaram mais tempo saturadas, a partir de sete dias, sofreram algum tipo de enfraquecimento: de acordo com a teoria, esperava-se um aumento da tensão de escoamento com o aumento do confinamento [22], o que não foi observado na prática. Com isso, apenas as amostras que ficaram menos tempo saturadas antes dos ensaios é que poderiam ser consideradas neste trabalho: CP10M, com carregamento hidrostático; CP03M, sujeita a ensaio de compressão uniaxial (sem confinamento); e CP05M, triaxial de

compressão com confinamento de 5 MPa, ou seja, com comportamento rúptil. Desta forma, o CP10M foi escolhido para representar o comportamento tensão *versus* deformação (Figura 3.11), já que os demais não são representativos das condições de reservatório. Na Figura 3.11, o patamar observado no final da curva indica o limite da máquina, 70 MPa.

A análise do comportamento tensão *versus* deformação indica que o colapso de poros (conforme ilustrado na Figura 2.20) ocorreu a, aproximadamente, 14 MPa, muito abaixo dos resultados obtidos por Soares em 2000, como mostra a Tabela 2.1.

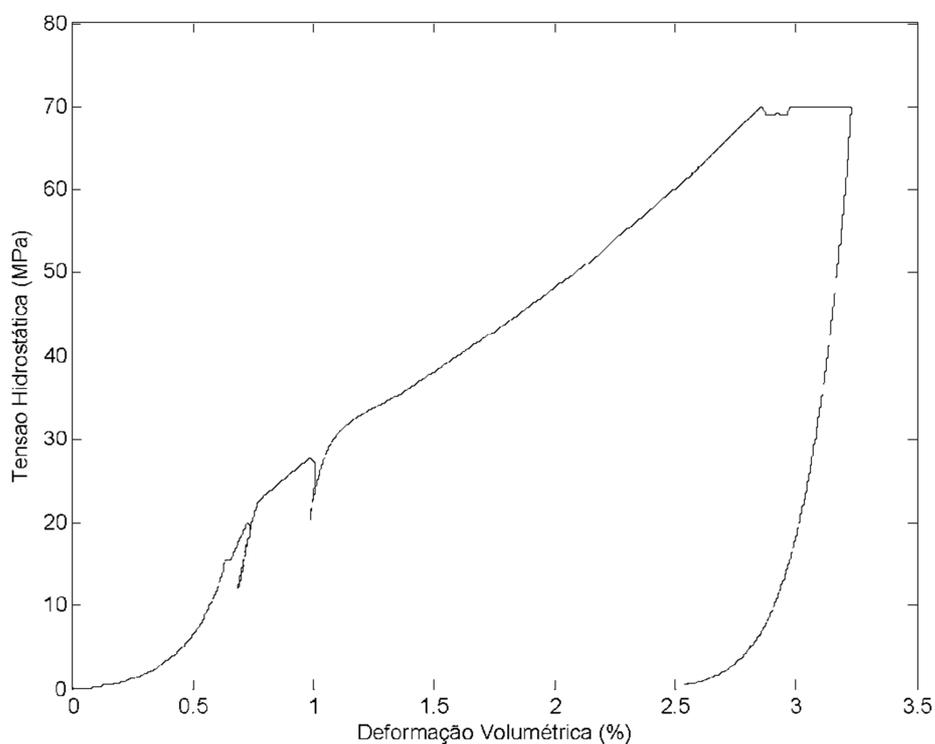


Figura 3.11 Comportamento tensão-deformação medido em laboratório do CP10M, ensaio hidrostático.

Uma importante diferença entre este ensaio com o CP10M e os realizados em 2000 é o fluido saturante: anteriormente tinha sido utilizado n-parafina e, agora, salmoura. Como as demais fácies ainda seriam ensaiadas, pensou-se em investigar a ocorrência do enfraquecimento da rocha por água (também conhecido como *water-weakening*), independentemente da fácies pertencente. Desta forma, das 12 amostras

que ainda seriam ensaiadas por Soares, seis foram saturadas com salmoura, seis com n-parafina. Mas, comparando os resultados obtidos quanto à resistência ao cisalhamento e ao colapso, observou-se que o fluido saturante não influenciou o resultado (apesar da diferença observada nos ensaios hidrostáticos), provavelmente porque essas 12 amostras eram de um intervalo bem inferior às aquelas ensaiadas no CSIRO, as quais deveriam estar mais preservadas no reservatório e mais suscetíveis à reação com a salmoura. Na Figura 3.12 são apresentadas a envoltória de resistência ao cisalhamento e seu fechamento, curvas rosas, enquanto as curvas marrons são referentes às amostras saturadas com óleo e as azuis, salmoura. Na convenção de Soares [32], p é a média das tensões e q é a diferença entre a maior e a menor tensão principal, dividido por dois.

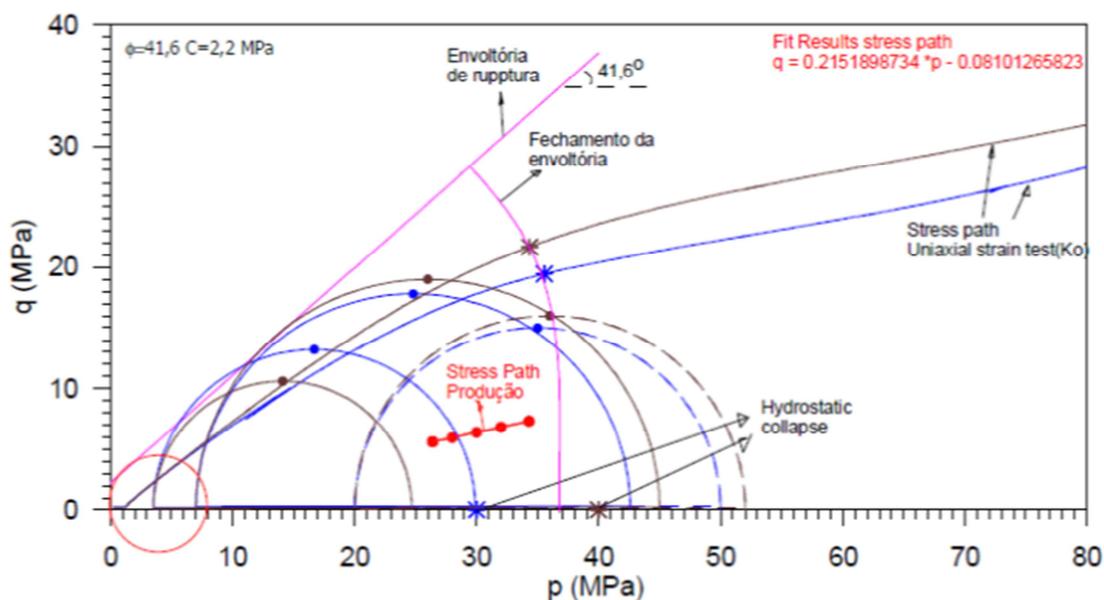


Figura 3.12 Comparação entre envoltórias para amostras com salmoura (curvas azuis) e com n-parafina (curvas marrons) Curvas rosas indicam a envoltória e seu fechamento. [54]

Após essa verificação, os resultados das 12 amostras ensaiadas no CENPES, em 2012, foram trabalhados de acordo com suas fácies litológicas, *grainstone* e *packstone* peloidal oncolítico com bioclastos.

Das quatro amostras da fácies *grainstone* (GRN), três foram sujeitas a ensaios triaxiais, sendo duas com confinamento de 20 MPa, cada uma saturada com um tipo de fluido, e outra com 3,5 MPa, saturada com n-

parafina. A quarta, saturada com salmoura, foi destinada à medição de permeabilidade e será apresentada na Seção 3.6.

Da fácies *packstone* peloidal oncolítico com bioclastos (PCKB), foram feitos oito ensaios mecânicos, sendo dois hidrostáticos, dois edométricos, três triaxiais, sendo dois com confinamento de 7 MPa e um com 3.5 MPa, além de um de permeabilidade. No ensaio com menor confinamento e no de permeabilidade, o fluido saturante era a salmoura, nos demais os ensaios foram repetidos com n-parafina e com salmoura.

Apesar da importância do entendimento do fenômeno de *water-weakening*, observado em amostras do intervalo superior do campo B, decidiu-se por não estudá-lo neste trabalho devido à indisponibilidade de material para esse propósito.

3.6

Comportamento Mecânico com Medição de Permeabilidade

Esses ensaios também foram executados por Soares [54] no laboratório do CENPES em 2012, com uma amostra da fácies *packstone* peloidal oncolítico com bioclastos, saturada com n-parafina, e outra da fácies *grainstone*, com salmoura. As tensões aplicadas foram similares às encontradas no reservatório, assim como a variação de pressão de poros, de aproximadamente 10 MPa, como mostra a Tabela 3.4:

Tabela 3.4 Trajetória de tensões utilizada nos ensaios mecânicos com medição de permeabilidade. [54]

σ_v (MPa)	σ_h (MPa)	Pp (MPa)	σ'_v (MPa)	σ'_h (MPa)	p (MPa)	q (MPa)
58,1	46,9	26,1	32,0	20,8	26,4	5,6
58,1	46,2	24,2	33,9	22,0	28,0	5,9
58,1	45,4	21,7	36,4	23,7	30,0	6,4
58,1	44,5	19,3	38,8	25,2	32,0	6,8
58,1	43,5	16,5	41,6	27,0	34,3	7,3

Na convenção utilizada por Soares [54], $p = (\sigma'_v + \sigma'_h)/2$ e $q = (\sigma'_v - \sigma'_h)/2$.

Um diferencial destes ensaios é a medição da permeabilidade nas direções horizontal e vertical, pouco observado na literatura, principalmente considerando rochas carbonáticas.

Durante a execução do ensaio com a amostra saturada com salmoura, houve problemas operacionais, resultando em sua interrupção e reinicialização do procedimento. Por essa razão, o resultado não foi considerado neste trabalho. Já o ensaio com a amostra CP07B, saturada com n-parafina, sua execução aconteceu normalmente. Para este ensaio, o gráfico a seguir mostra a variação da permeabilidade com a poropressão para as direções horizontal e vertical, adimensionalizado. Observa-se uma boa concordância entre os comportamentos nas duas direções, sendo assim adotado nas modelagens numéricas a serem apresentadas adiante.

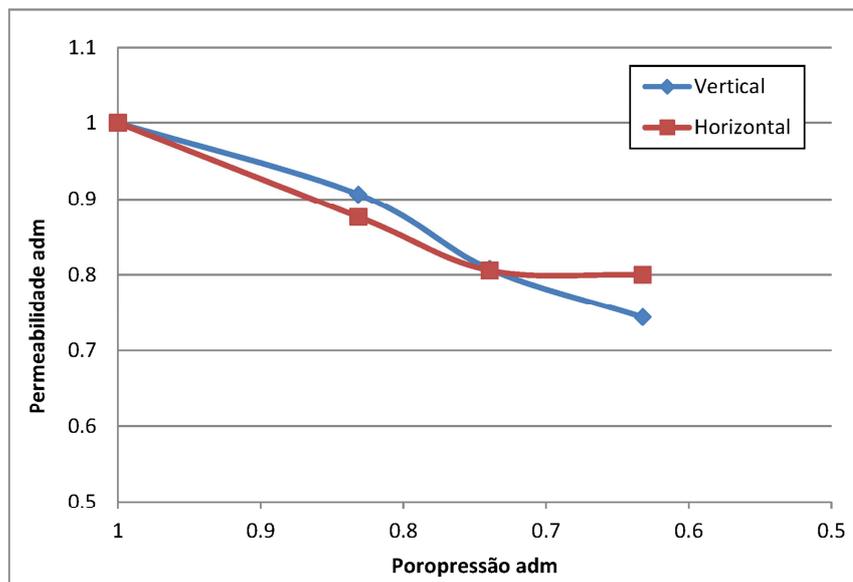


Figura 3.13 Comportamento poropressão *versus* permeabilidades horizontal e vertical, adimensionalizados, medidos em laboratório.

Infelizmente, nestes ensaios realizados por Soares não foram medidas as deformações. Uma opção seria comparar as tensões médias desses ensaios com as do edométrico da mesma fácies e utilizar as deformações obtidas neste último. Porém, apesar de pertencerem à

mesma fácies, não necessariamente o comportamento tensão deformação é rigorosamente o mesmo, já que pequenas diferenças (como uma variação da sua composição, por exemplo) podem fazer com que não se trate mais da mesma rocha. Uma segunda opção, a qual foi adotada, é estender para todas as fácies o comportamento deformação *versus* permeabilidade obtido dos ensaios de Soares de 2000 [32] para as amostras da fácies *wackestone*.

3.7

Modelagem dos Ensaios de Mecânica de Rochas

O modelo constitutivo utilizado para modelar o comportamento observado em laboratório é o de *cap* de Drucker-Prager com endurecimento. A razão para a escolha desse modelo constitutivo entre os outros disponíveis na literatura é que, de uma forma simples, consegue representar o que se espera que ocorra em um reservatório homogêneo, ou seja, o endurecimento no sentido da compactação da rocha. O *software* utilizado para a modelagem numérica é o de elementos finitos ABAQUS, desenvolvido pela Dassault Systèmes Simulia Corp, versão 6.11-1.

Lembrando que as condições de armazenamento dos testemunhos, dos quais foram retiradas as amostras, não são as mais indicadas para sua melhor preservação, o ajuste numérico dos ensaios nem sempre é uma tarefa fácil, principalmente a fase inicial de fechamento de fissuras.

Para representar o endurecimento, *i.e.* a variação da posição do *cap* com a deformação volumétrica plástica, foi escolhida uma amostra de cada fácies:

- WCK: CP08W, saturado com n-parafina, que não reage com a rocha. Apresenta um comportamento “médio” entre as demais amostras ensaiadas, segue trajetória edométrica.

- GRN: CP03G, saturado com n-parafina e sujeito a ensaio triaxial de compressão com confinamento de 20 MPa.
- PCKB: CP05B, saturado com n-parafina e carregamento hidrostático.
- PCKM: CP10M, saturado com salmoura e carregamento hidrostático.

Para as fácies GRN, PCKB e PCKM a envoltória de escoamento é determinada a partir dos ensaios triaxiais. A fácies WCK, por ter tido apenas ensaios edométricos, não tem essa envoltória determinada, somente a posição do *cap*. Para a correta determinação do formato do *cap*, seria necessário, para cada fácies, um maior número de ensaios com diferentes trajetórias que atingissem o fechamento em diferentes pontos. Porém, à exceção da fácies WCK, os ensaios realizados não permitem sua determinação. Por isso optou-se por adotar um fechamento reto, sem transição, mesmo para a fácies WCK.

Tendo em mente que o objetivo final dessa etapa da metodologia é a geração de tabelas que relacionam poropressão com multiplicadores de permeabilidade e porosidade, e lembrando que a variação de poropressão corresponde à variação de tensão efetiva média [16], no caso da trajetória de tensões hidrostática (Figura 2.3) a avaliação quanto à representatividade do modelo comparado ao ensaio laboratorial é feita com base nas curvas tensão média *versus* deformação volumétrica. Importante ressaltar que a consideração de que a variação da poropressão corresponde à variação da tensão média efetiva só é válida quando o grão pode ser considerado incompressível em relação à rocha (parâmetro de Biot igual à unidade), como adotado neste trabalho. Essa hipótese é baseada no uso da Equação (2.2), em que a compressibilidade do grão é dada pela da Calcita, principal constituinte dos carbonatos, igual a $0.013GPA^{-1}$ [55], e a total, obtida pela Equação (2.18), utilizando os resultados das modelagens numéricas descritas no Capítulo 4. Uma etapa preliminar, no entanto, é a verificação dos constituintes da rocha em

estudo. A Figura 3.14 mostra informações adicionais às constantes na Figura 3.4, também obtidas a partir da descrição dos testemunhos. Para cada amostra representativa das fácies, é possível verificar o percentual de dolomitização. No caso das amostras desse estudo, esse percentual é nulo, por isso a utilização da compressibilidade da Calcita. Assim é possível calcular os valores do parâmetro de Biot para cada amostra representativa de cada fácies, apresentados na Tabela 3.5, onde se observa que esses valores são muito próximos à unidade.

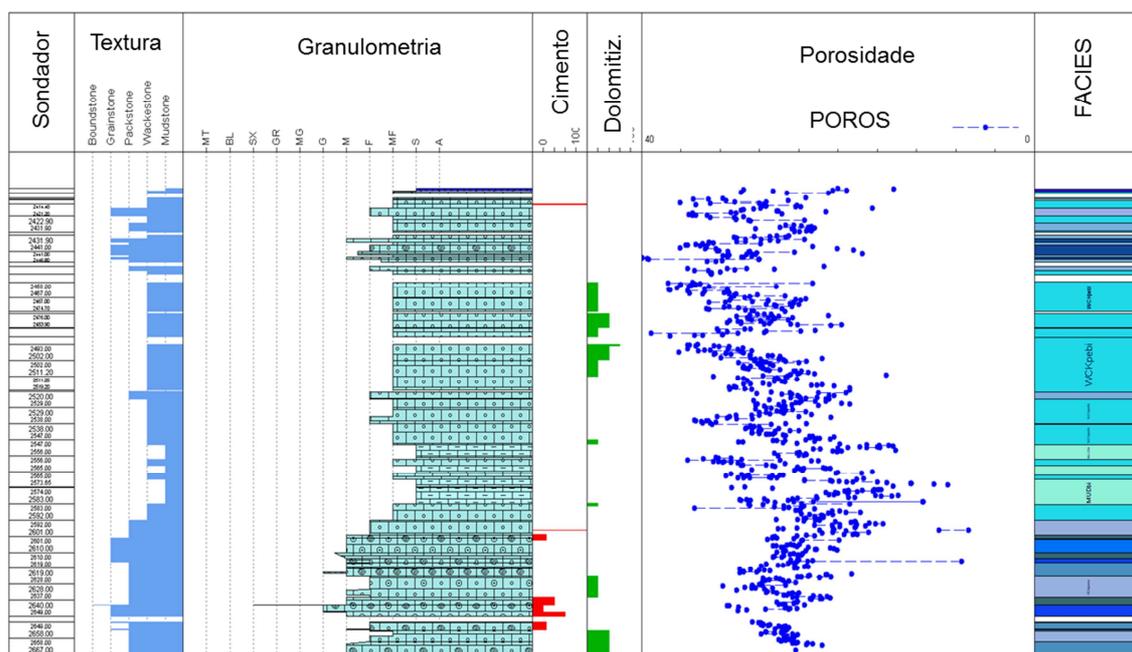


Figura 3.14 Algumas informações contidas na descrição de testemunhos do poço B-05.

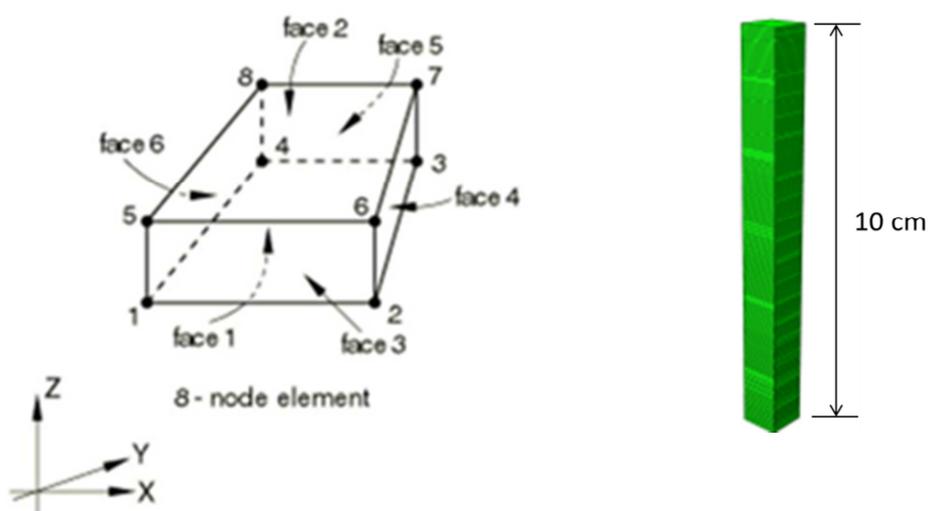
Tabela 3.5 Tabela com o cálculo do Parâmetro de Biot para cada fácies.

Fácies	CP Representativo	Prof.	C_r	C_b	Biot
		(m)	(KPa ⁻¹)	(KPa ⁻¹)	(adm)
PACKSTONE COM BIÓCLASTOS	CP08B	2441.7	1.302E-08	6.316E-07	0.98
PACKSTONE COM MICROONCOLITOS	CP10M	2443.5	1.302E-08	2.250E-07	0.94
PACKSTONE	-	-	1.302E-08	4.269E-07	0.97
WACKESTONE	CP08W (2000)	2544.4	1.302E-08	3.600E-07	0.96
GRAINSTONE	CP03G	2647.8	1.302E-08	2.897E-07	0.96

Vale observar que adotar o parâmetro de Biot menor que a unidade implica no aumento das tensões efetivas o que, conseqüentemente, acaba por aumentar as deformações e reduções da permeabilidade. Tabelas de pseudoacoplamento geradas dessa forma aumentam ainda mais os efeitos da geomecânica na simulação de reservatórios, quando comparadas às análises em que se considera $Biot = 1$.

Os modelos numéricos no ABAQUS para modelar os ensaios mecânicos utilizam uma malha 3D com 200 elementos hexaédricos do tipo C3D8 (Figura 3.15a), com lados de 1 cm e altura de 0.05 cm, como mostra a Figura 3.15b.

As condições de contorno são de não-deslocamento na base, na frente e em um dos lados, visando representar a parte mais central da amostra, que não sofre efeito de borda. Numa visão frontal do modelo, as condições de contorno são apresentadas na Figura 3.16. Apenas para a modelagem das amostras da fácies WCK é que as condições de contorno diferem destas, tendo sido permitido o deslocamento apenas na direção vertical, já que os ensaios foram do tipo edométrico.



(a)

(b)

Figura 3.15 (a) Elemento hexaédrico C3D8 [37] e (b) Malha para ABAQUS com 200 elementos.

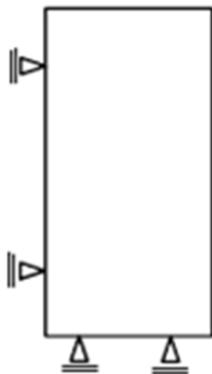


Figura 3.16 Condições de contorno utilizadas no ABAQUS.

É preciso informar ao programa a regra de endurecimento do material, ou seja, como a posição do *cap* (definida em termos da tensão média efetiva) varia com a deformação volumétrica plástica (a partir da posição inicial, quando só há deformações elásticas), sendo esta informação obtida dos ensaios laboratoriais para cada fácies. Assim, a cada incremento de tensão, o programa ABAQUS calcula as deformações: se elásticas, a partir da Lei de Hooke; se plásticas, a partir da regra de endurecimento. É calculada, também, a nova posição do *cap*, caso no regime plástico.

Os ensaios numéricos de fluxo também foram feitos no ABAQUS utilizando a mesma malha da Figura 3.15b, agora com elemento do tipo C3D8P, no qual, além dos deslocamentos, também a poropressão é calculada nos nós. As modelagens começam com o carregamento geoestático, correspondente ao peso próprio do material. As condições de contorno de deslocamento são as mesmas das anteriormente mencionadas, sendo adicionadas as de poropressão: 1 KPa prescrita a montante e nulo a jusante. Cada incremento de tensão (2 MPa) é seguido por outro de dissipação da poropressão. Apenas quando o sistema fica estável é que se aplica novo incremento de tensão.

Para as modelagens numéricas no ABAQUS de variação da permeabilidade, procurou-se seguir o mesmo procedimento adotado no laboratório, ou seja, etapas de carregamento seguidas por etapas de dissipação do excesso de poropressão, ao final das quais são medidos os parâmetros de permeabilidade e porosidade. Assim é necessário informar

o comportamento permeabilidade *versus* porosidade, definida pelos ensaios de Soares [32], para cada fácies. No ABAQUS essa informação é dada na forma de tabela que relaciona índice de vazios com velocidade de percolação (ou de Darcy). Ao final de cada incremento de tensão, o ABAQUS calcula a deformação total. No passo de dissipação de poropressão, o índice de vazios é atualizado em função da deformação volumétrica (Equação (2.45)) que, por sua vez, atualiza a velocidade de Darcy através da referida tabela. Ao estabilizar a poropressão, os valores de vazão a jusante e pressão nos nós a montante e jusante (o que permite calcular o diferencial de pressão responsável pelo fluxo) são exportados do ABAQUS. Desta forma, através de um pós-processamento no MATLAB, é calculada a permeabilidade a partir da Lei de Darcy (Equação (2.47)). A viscosidade dinâmica do fluido, necessária nesta equação, é a da n-parafina: $\mu = 0.78 \times 10^{-3} \text{ Pa.s}$.

O pós-processamento feito no programa MATLAB inclui também as comparações entre os resultados obtidos do modelo e os de laboratório.

3.8 Modelos Equivalentes

Modelos equivalentes são representações homogêneas de modelos heterogêneos, cujos parâmetros são determinados a partir de ensaios numéricos. Assim, a partir de parâmetros equivalentes procura-se representar o mesmo comportamento hidromecânico observado em modelos heterogêneos, em que cada fácies tem seu próprio conjunto de parâmetros.

Como mencionado na Seção 3.3, uma das hipóteses adotadas na definição da seção litológica utilizada neste trabalho se refere à fácies *packstone* (PCK) composta, na mesma proporção, pelas fácies PCKM e PCKB.

Os ensaios numéricos para sua caracterização são feitos no ABAQUS utilizando a mesma malha da Figura 3.15b e as mesmas condições de contorno apresentadas na Figura 3.16. Para obtenção da

envoltória e dos parâmetros elásticos, são feitos três ensaios triaxiais numéricos, com confinamentos de 5, 10 e 20 MPa, enquanto o fechamento, incluindo o endurecimento, é obtido a partir de ensaio hidrostático.

A caracterização também inclui ensaios numéricos para obtenção do comportamento de fluxo nas direções vertical e horizontal, seguindo o mesmo procedimento descrito na seção anterior. Como verificação, pode-se utilizar as fórmulas de fluxo em série e em paralelo, Equações (2.48) e (2.49), respectivamente. A porosidade média é calculada a partir da Equação (2.50).

Outra situação em que pode ser interessante a determinação de uma rocha equivalente é quando se trata do acoplamento em duas vias, em que são incluídas no modelo geomecânico as rochas adjacentes ao reservatório. Descrever cada camada individualmente implicaria num grande aumento do número de elementos, aumentando também o custo computacional. Nesse caso a redução do número de *layers* fora do reservatório através do agrupamento de diferentes fácies representa uma necessidade para permitir que o modelo seja simulado num período de tempo que possa ser considerado razoável, o que mesmo assim pode ser de um par de dias, ou mais. Nessa situação, as propriedades equivalentes envolveriam apenas o comportamento mecânico.

Quanto à descrição das fácies dentro do próprio reservatório, idealmente, cada uma deveria ser discretizada individualmente no modelo de simulação, representadas por parâmetros geomecânicos correspondentes, o que não é uma prática comum entre os engenheiros de reservatórios. Visando analisar o impacto ao adotar tal procedimento, neste trabalho é comparado o comportamento hidromecânico do reservatório quando descrito de forma heterogênea, em que cada fácies é representada em um único *layer* (de acordo com a seção litológica apresentada), ou homogênea, caracterizada através de propriedades geomecânicas equivalentes. Essas análises comparativas são complementadas com a consideração do tipo de representação da geomecânica, através do pseudoacoplamento ou da compressibilidade da rocha.

A metodologia proposta para a obtenção dos parâmetros equivalentes é a mesma descrita acima. Aqui, porém, a malha conta com 300 elementos hexaédricos. O aumento do número de elementos, que antes era de 200, é apenas para facilitar a disposição das camadas, já que são cinco diferentes fácies intercaladas em 26 camadas. A Figura 3.17 mostra a disposição dos materiais no modelo do ABAQUS.

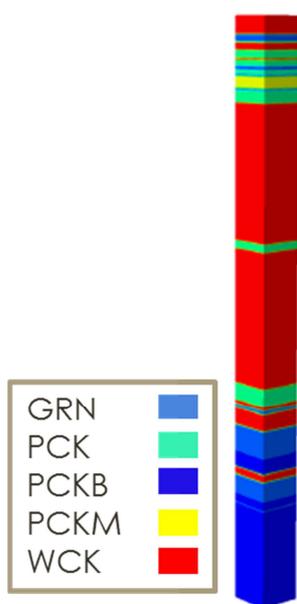


Figura 3.17 Malha do modelo no ABAQUS para a fácies EQV.

Lembrando que o modelo utilizado no ensaio numérico representa uma parte central da amostra que não sofre efeito de borda, são utilizadas as mesmas condições de contorno descritas anteriormente e ilustradas na Figura 3.16.

3.9 Geração das Tabelas de Pseudoacoplamento

Mesmo sendo a trajetória edométrica a que mais se aproxima das condições a que a rocha-reservatório é submetida durante a exploração do campo [32], as tabelas de pseudoacoplamento são geradas tanto para esta, quanto para a trajetória hidrostática. Com isso, é possível avaliar a influência da trajetória no comportamento deformação-permeabilidade da rocha e se é relevante na simulação de reservatórios.

A geração das tabelas de pseudoacoplamento utilizam os mesmos modelos numéricos dos ensaios de fluxo, conforme descrito na seção 3.7. Na inicialização do modelo, as tensões correspondem apenas ao peso próprio do material, alcançando tensões bastante elevadas ao final da simulação. Esse intervalo de carregamento inclui as tensões efetivas iniciais e finais do reservatório. No IMEX, caso a poropressão calculada não conste da tabela de pseudoacoplamento, é feita uma interpolação linear ou extrapolação, de acordo com a situação. Por isso a importância de se utilizar pequenos incrementos na sua geração e de grandes intervalos de abrangência.

Conhecidas as tensões totais iniciais do reservatório (seção 0) e com as tensões efetivas obtidas do ABAQUS para o decorrer da simulação, obtém-se a variação da poropressão para cada incremento de tensão no modelo. No caso do carregamento edométrico, a variação da poropressão corresponde à da tensão vertical efetiva, enquanto no caso hidrostático a correspondência é à tensão média efetiva, considerando $Biot = 1$ em ambas as situações. Também ao final de cada passo de dissipação, obtém-se da saída do ABAQUS parâmetros que permitem o cálculo das porosidades e permeabilidades. Dividindo-os pelos seus valores iniciais em condições de reservatório, tem-se os multiplicadores. Desta forma, no início da simulação os multiplicadores assumem o valor unitário.

3.10 Simulações Utilizando o Software IMEX

O modelo utilizado no IMEX é do tipo $1/4$ de *five-spot*, como comumente denominado na indústria do petróleo. Essa malha visa aumentar a recuperação de petróleo do campo através da disposição de poços injetores em torno dos produtores. Como há uma condição de simetria, caso o reservatório seja considerado lateralmente homogêneo, costuma-se modelar apenas parte do campo, a qual está indicada pela área hachurada na Figura 3.18.

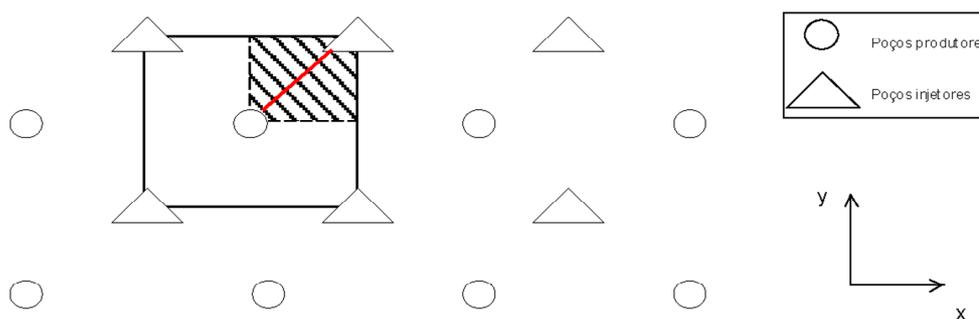


Figura 3.18 Representação esquemática da malha de produção de campos de petróleo do tipo *five-spot*. [17]

Considerando o modelo de simulação original do campo chegou-se a um modelo de $11 \times 11 \times 108$ células, esta última dimensão definida com base na seção litológica apresentada na Seção 3.3. Na horizontal as células têm 40 m de lado, na vertical a espessura varia de um a três metros. No modelo de simulação fornecido pelo Ativo, após 25 anos de produção, a depleção é de 10 MPa, aproximadamente, quando se inicia a injeção de água por mais 15 anos. No modelo deste estudo, no início da simulação a máxima vazão de produção estipulada é de $300 \text{ m}^3/\text{dia}$. Após 15 anos, quando a depleção chega a 10 MPa, inicia-se a injeção de água, a uma vazão de $500 \text{ m}^3/\text{dia}$, por mais 15 anos, que é o final da simulação. Os poços são completados ao longo de toda sua extensão vertical. Apesar de os valores de vazão aqui utilizados não serem os utilizados no campo (e nem poderiam ser já que aqui é representado apenas parte do campo), são coerentes com o praticado na indústria e representam bem as condições de exploração do campo, importantes nessa modelagem.

Com relação à discretização na direção vertical do modelo, enquanto nesta metodologia procura-se representar uma fácies em cada camada, chegando a um total de 108, com espessuras que variam de um a três metros, totalizando 292 metros, no modelo de simulação utilizado pelo Ativo, que representa o campo todo, são apenas 49 camadas, cujas espessuras chegam a 28 metros, num total de 793 metros.

O fluido é o mesmo do utilizado no modelo do Ativo. Trata-se de um sistema água-óleo, com gás em solução, cuja saturação de água conata é

de 15%, e a irreduzível é 10%³. O contato óleo-água se encontra abaixo do limite inferior do modelo.

Neste trabalho a avaliação dos efeitos da geomecânica na exploração do campo é feita através da comparação entre os modelos heterogêneo e homogêneo, sendo que cada um tem duas respostas, uma quando apenas a compressibilidade da rocha é utilizada, outra quando é utilizado o pseudoacoplamento. Assim, trata-se de quatro modelos de simulação no IMEX: heterogêneo com pseudoacoplamento (RTAB HET), heterogêneo com compressibilidade (CPOR HET), homogêneo com pseudoacoplamento (RTAB HOM) e homogêneo com compressibilidade (CPOR HOM). Lembrando que tanto a compressibilidade quanto a tabela de pseudoacoplamento dos modelos homogêneos são calculados a partir dos modelos heterogêneos. A Figura 3.19 ilustra, esquematicamente, as comparações propostas, na qual a heterogeneidade ou homogeneidade é apenas quanto à representação da geomecânica, não quanto aos valores iniciais de permeabilidade e porosidade. Estes parâmetros de petrofísica básica são considerados heterogêneos, de acordo com a seção litológica do modelo. Os valores de compressibilidade utilizados nas simulações convencionais são calculados a partir da definição de compressibilidade da formação, Equação (2.23), considerando o comportamento elástico.

Um quinto modelo a ser incluído nas análises, com as mesmas características geométricas dos quatro anteriormente mencionados, é o CPOR ATIVO, que utiliza o valor de compressibilidade utilizado pelo Ativo responsável pelo gerenciamento do campo B. Ressalta-se que esse modelo, assim como o CPOR HOM, usa a compressibilidade da formação como único parâmetro geomecânico para representar o comportamento mecânico da rocha. De acordo com os profissionais responsáveis pelo gerenciamento do campo B, o valor de compressibilidade que consta deste modelo ajusta bem o histórico de produção. Por esta razão, o modelo

³ Define-se saturação de água conata como aquela originalmente encontrada no reservatório, irreduzível é a saturação mínima.

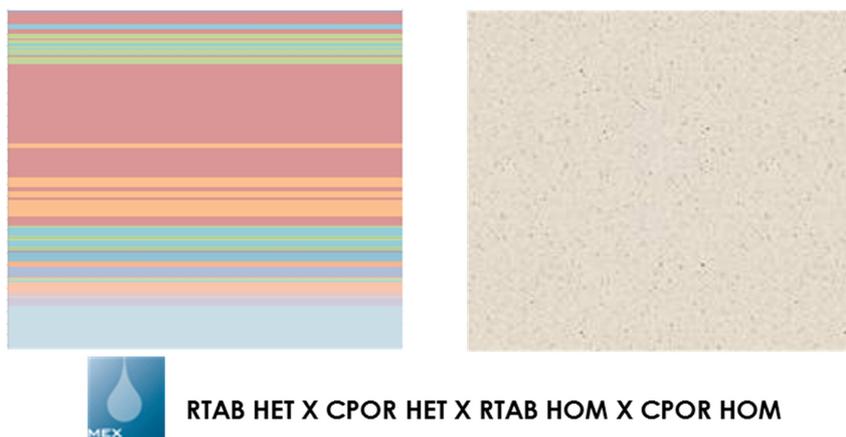


Figura 3.19 Esquema de análises comparativas feitas no IMEX, considerando a forma de representação da geomecânica.

CPOR ATIVO é considerado como referência nas análises comparativas deste trabalho. É interessante ressaltar que, para ajustar o histórico, além da compressibilidade, também a transmissibilidade em algumas regiões é modificada, visando a representação de fenômenos como a chegada de água em determinado poço ou o comportamento selante de uma falha. Como neste trabalho está sendo tratado apenas parte do reservatório, os outros parâmetros de ajuste, diferentes da compressibilidade, não serão considerados.

Quanto à inicialização dos modelos de simulação de reservatórios, os valores iniciais de porosidade e permeabilidade, em condições de reservatório, são determinados a partir de ensaios numéricos no ABAQUS para cada fácies, incluindo a que representa a rocha homogênea. Esse procedimento se faz necessário porque tais parâmetros não foram medidos, em laboratório, nas condições em que a rocha se encontra no reservatório. Partindo de uma condição de superfície e seguindo uma trajetória edométrica, ao atingir o valor da tensão vertical efetiva original do reservatório, obtém-se os parâmetros iniciais. Na falta de um melhor conhecimento da história de deposição das camadas sedimentares que formam a bacia em que se encontra o reservatório em questão, considera-se esse procedimento satisfatório.

Finalizando a metodologia, são estudadas ações mitigadoras dos efeitos da geomecânica decorrentes da compactação do reservatório.

Para isso, são utilizados modelos de simulação com a mesma geometria acima descrita.