

6

Simulação de Reservatórios com Pseudoacoplamento

As análises apresentadas neste capítulo têm como objetivo avaliar o impacto da geomecânica no comportamento do reservatório, considerando duas diferentes formas de representá-la. Após a decisão de não utilização do software STARS, as análises ficaram restritas à simulação tradicional, onde o único parâmetro geomecânico é a compressibilidade, e à simulação com pseudoacoplamento, ambas utilizando o software IMEX. Uma vez conhecidas as possíveis consequências, um terceiro objetivo é estudar uma forma de mitigação aos efeitos da geomecânica e, assim, evitar maiores danos ao reservatório desde o início de sua produção, além de melhorar a recuperação de hidrocarbonetos.

Um dos parâmetros de comparação entre as formas de acoplamento é o custo computacional, aqui traduzido como tempo de CPU gasto nas simulações no IMEX. Todas as simulações são realizadas em processamento paralelo utilizando quatro threads; o processador é Intel Core i5, 2.3 GHz de dois núcleos e o sistema operacional é o Windows 7, 64 bits.

6.1

Análises Comparativas: Modelos de Compressibilidade *versus* Pseudoacoplamento

Como descrito na Seção 3.10, as análises comparativas foram feitas através de um modelo de geometria simplificada, um prisma de base quadrada, simulando o arranjo de produção denominado $1/4$ de *five-spot*. Seguindo o mesmo padrão de exploração adotado pelo Ativo, o

reservatório produziu por 15 anos, resultando numa queda de 10 MPa na pressão de poros, quando foi iniciada a injeção de água. Durante toda simulação, a vazão de produção de óleo é de 300 m³/dia, enquanto a de injeção, iniciada posteriormente, é de 500 m³/dia.

O modelo representa uma região cuja área é de 440 x 440 m, com 292 m de espessura. Na direção vertical a malha conta com 108 elementos. Quanto à discretização horizontal, inicialmente foi discretizada com 11 células em cada lado. Como a região no entorno do poço é caracterizada por grandes gradientes de pressão, foi adotado um refinamento visando uma representação mais detalhada destas regiões. Assim, foram testadas quatro situações quanto ao número de células que constariam nas de números (1, 1) e (11, 11), considerando uma representação areal do modelo (onde estão localizados os poços). A Figura 6.1 compara a distribuição de pressão ao final dos 30 anos da simulação para cada um dos quatro possíveis modelos de refinamento.

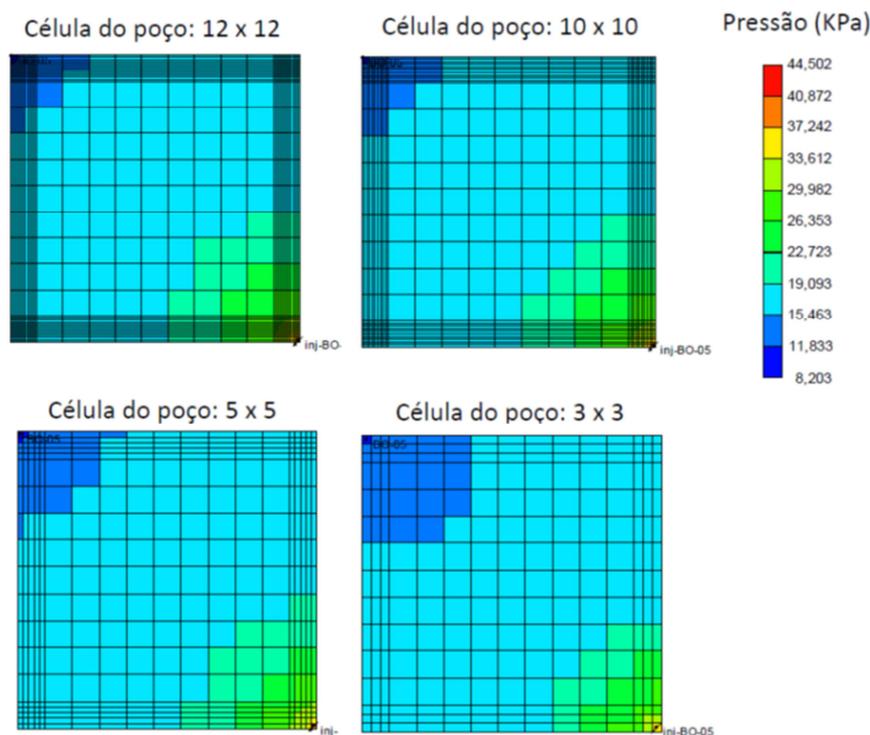


Figura 6.1 Simulações no IMEX visando testar o nível de refinamento para melhor representação das regiões no entorno dos poços. As ilustrações são referentes à profundidade média do modelo.

Percebe-se que os modelos menos refinados apresentam uma distribuição de pressão bastante diferente dos mais refinados. Como esperado, o refinamento aumentou o tempo de CPU das análises: os dois com maior número de células resultaram em uma oneração superior a 400%, enquanto o modelo com refinamento de 5 x 5, aumentou em 100%. O modelo menos refinado e o sem qualquer refinamento rodaram no mesmo intervalo de tempo. Mesmo assim, como se trata de um modelo simples que tem um tempo de simulação razoável, optou-se por adotar o refinamento 10 x 10. Também poderia ser o modelo ainda mais refinado, 12 x 12, mas aqui optou-se por aquele apenas por uma questão de simplicidade.

Desta forma, o modelo aqui utilizado tem dimensões 29 x 29, no plano horizontal, sendo dez células de 4 m, nove de 40 m e mais dez de 4 m. A Figura 6.2 apresenta o modelo utilizado nas simulações com o IMEX.

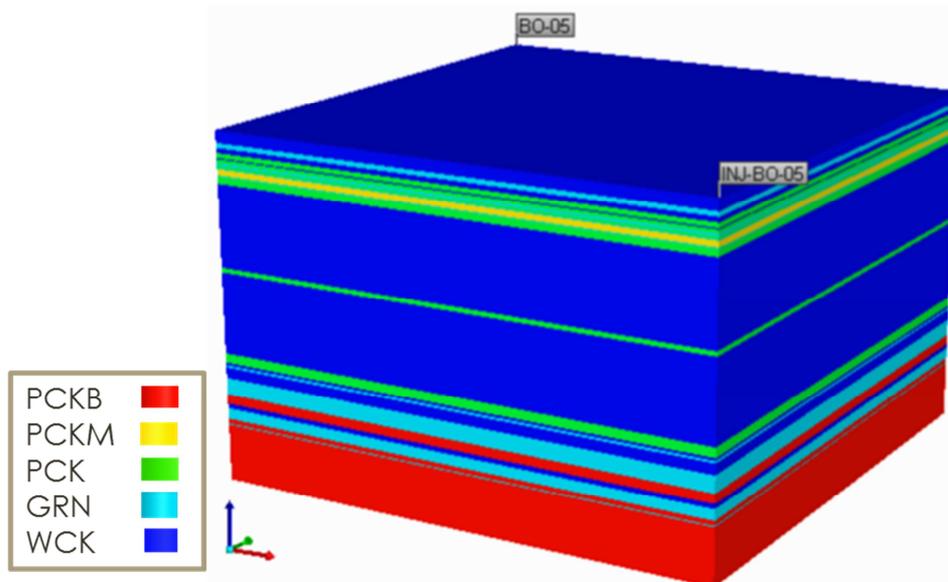


Figura 6.2 Modelo de simulação do IMEX, cada cor indica uma fácies diferente.

A comparação é feita através de resultados de simulações geradas pelos quatro modelos, resultantes da combinação do tipo de representação da geomecânica com a forma como o reservatório é descrito quanto à geomecânica. Os modelos são: simulação tradicional em que a geomecânica é representada pela compressibilidade, utilizando a descrição heterogênea das fácies (CPOR HET) ou homogênea (CPOR HOM), e pseudoacoplamento heterogêneo (RTAB HET) ou homogêneo

(RTAB HOM). Além de resultados de pressão média e de produção de óleo acumulada do reservatório, também é feita uma análise local de variação da porosidade com a poropressão. Ressalta-se que os modelos RTAB consideram o comportamento irreversível dos multiplicadores de porosidade e permeabilidade com o aumento da pressão de poros.

A apresentação dos resultados, a seguir, é feita de acordo com a trajetória de tensões utilizada na geração das tabelas de pseudoacoplamento, edométrica e hidrostática.

6.1.1

Trajétória de Tensões Edométrica

As Figura 6.3 e Figura 6.4 mostram o comportamento da pressão média do reservatório e a produção acumulada de óleo, respectivamente, para os quatro modelos mencionados, gerados de acordo com a trajetória edométrica. A quinta curva é referente ao modelo com a mesma geometria, mas com o valor de compressibilidade utilizado pelo Ativo (CPOR ATIVO). Esse parâmetro é considerado como referência nas análises comparativas deste trabalho por ajustar bem o histórico de produção do campo.

Observando os dois gráficos, percebe-se que as curvas referentes à representação da geomecânica através da compressibilidade coincidem, ou seja, o parâmetro equivalente determinado numericamente para a seção litológica do modelo prevê o mesmo comportamento quanto à pressão média e produção acumulada que no caso em que cada fácies é representada através da sua própria compressibilidade. Quanto aos modelos de pseudoacoplamento, as curvas de produção acumulada obtidas a partir dos modelos homogêneo e heterogêneo são bastante próximas, mas apresentam uma diferença pouco maior no que se refere à pressão média, mostrando que a simplificação não é tão boa neste caso como nos modelos tipo CPOR. Verifica-se, também, que, em ambos os gráficos, o modelo ajustado do Ativo fica mais próximo das curvas RTAB.

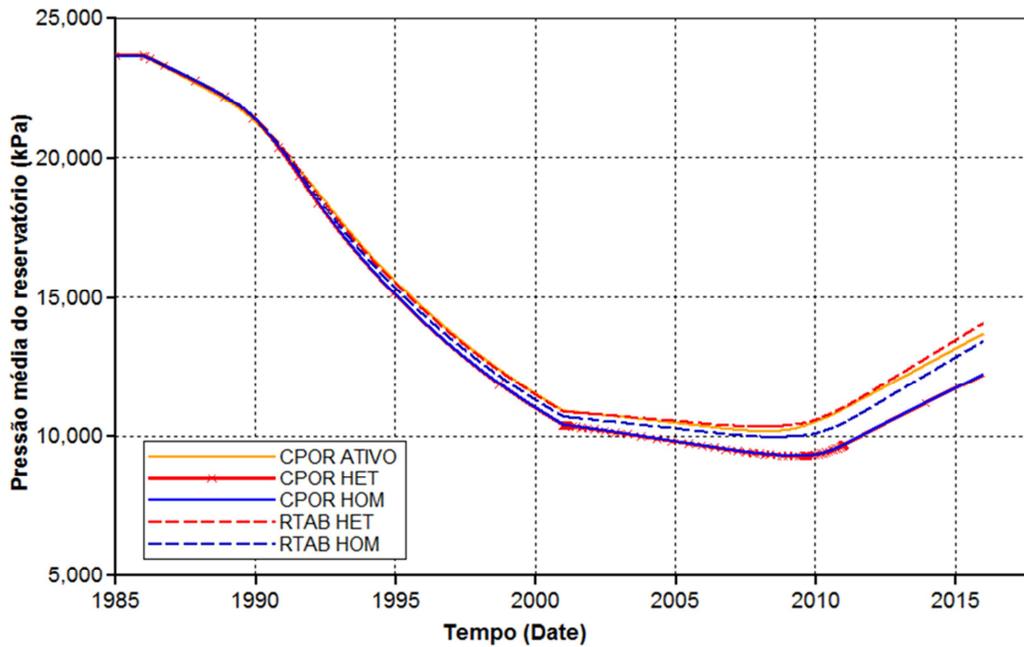


Figura 6.3 Pressão média do campo para a trajetória de tensões edométrica.

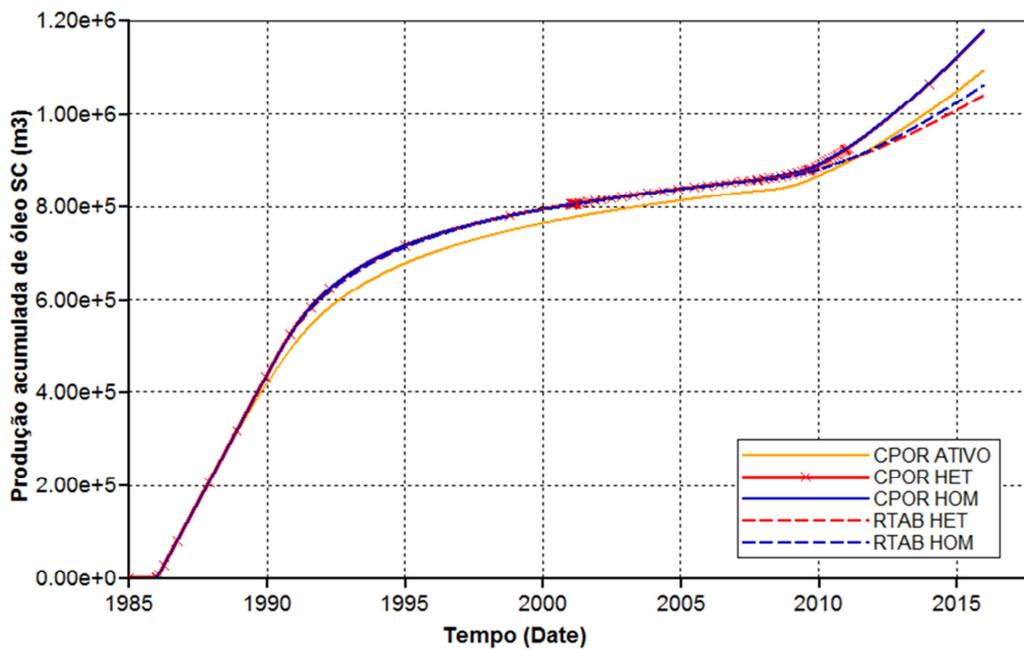


Figura 6.4 Produção acumulada de óleo para trajetória de tensões edométrica.

Ressalta-se aqui que o valor de compressibilidade utilizado pelo Ativo é resultado de um processo de ajuste de histórico, tendo sido feitas algumas tentativas até chegar neste valor. Por outro lado, a compressibilidade determinada e utilizada neste trabalho é baseada,

apenas, no conhecimento mecânico das fácies que compõem a rocha-reservatório.

A maior queda de pressão dos modelos CPOR, quando comparados aos RTAB, acompanhada de maior produção, é decorrente do fato de na simulação convencional a permeabilidade ser mantida constante, o que acaba por despressurizar o reservatório mais rapidamente, enquanto no pseudoacoplamento a permeabilidade sofre redução com a queda da pressão.

A Tabela 6.1, ao final desta seção, quantifica e compara as produções acumuladas para os quatro modelos, tendo como referência o CPOR ATIVO, e apresenta, ainda, o tempo de CPU gasto nas simulações, mostrando que os modelos RTAB consomem menos tempo de CPU que os CPOR.

O gráfico da Figura 6.5 mostra o percentual de água produzida no poço produtor, denominado corte de água ou, na indústria do petróleo, *water cut*. Novamente, pode-se observar a grande proximidade entre as curvas tipo CPOR e que a curva do Ativo se encontra mais próxima da RTAB HET. Independente do modelo, verifica-se a baixa produção de água no poço B-05, inferior a 2%.

A Figura 6.6 mostra a distribuição de pressão de poros nos quatro modelos (RTAB HET, CPOR HET, RTAB HOM e CPOR HOM) ao final da simulação na seção vertical que vai do poço produtor ao injetor. Nas quatro seções os limites da escala de cores é o mesmo. Verifica-se que nos modelos de compressibilidade, para os valores aqui adotados, é mais nítido o padrão gravitacional na distribuição da pressão, ou seja, maiores pressões no fundo, menores no topo. Já nos modelos com pseudoacoplamento, percebe-se a existência de um caminho preferencial de fluxo. Mais especificamente, o modelo RTAB HET consegue representar com mais detalhe o comportamento das camadas mais permeáveis. A Figura 6.6 também mostra que nos modelos de compressibilidade a distribuição de pressão atinge menores valores que no caso do pseudoacoplamento, já que neste último a permeabilidade sofre redução, limitando o fluxo no reservatório.

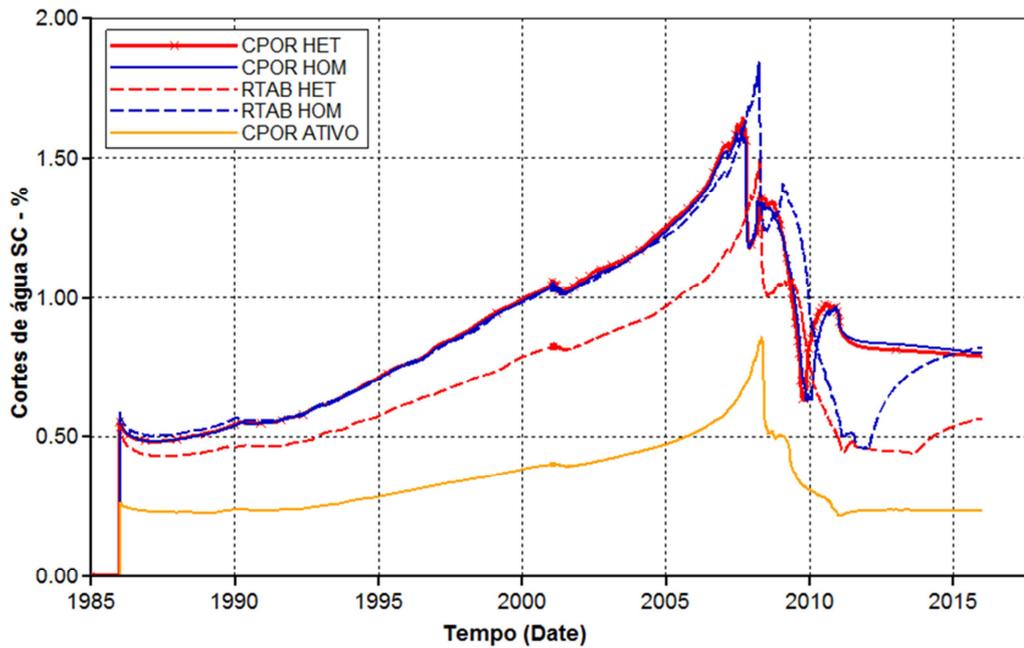


Figura 6.5 Produção de água no poço produtor.

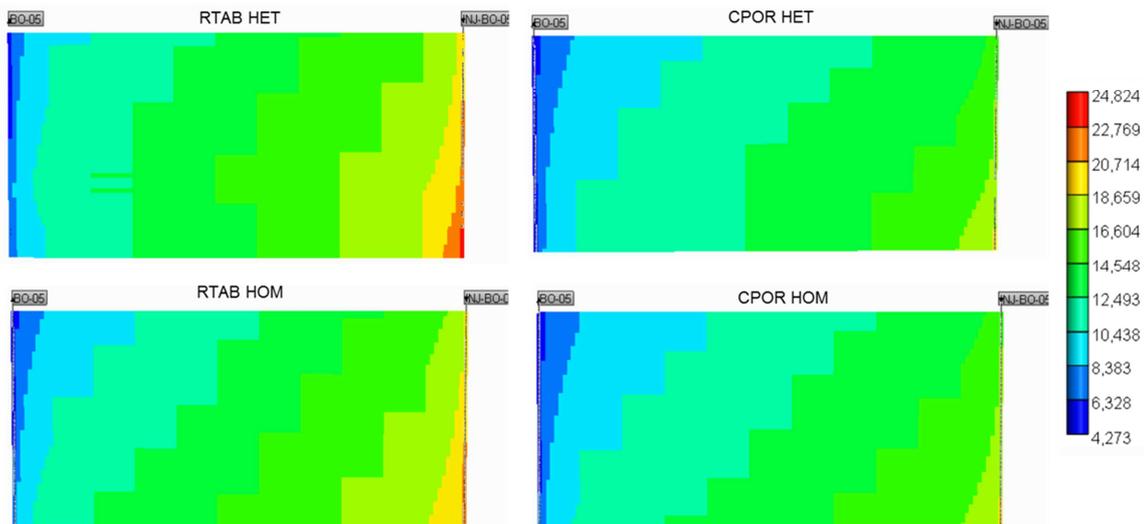


Figura 6.6 Seções verticais de distribuição de pressão ao final da simulação para os modelos RTAB HET, CPOR HET, RTAB HOM e CPOR HOM.

A Figura 6.7 compara as seções verticais de distribuição de pressão, ao final da simulação, dos modelos RTAB HET e CPOR HOM com a do modelo CPOR ATIVO, que utiliza um único valor de compressibilidade, sendo este o que ajusta o histórico de produção do campo. Observa-se que, apesar da pequena diferença nos valores de compressibilidade entre o CPOR ATIVO e CPOR HOM equivalente (cujo valor é $4.85E-7 \text{ KPa}^{-1}$,

enquanto a do Ativo é $5.1E-7 \text{ KPa}^{-1}$), a distribuição de poropressão segue padrões bastante distintos nos dois modelos, sendo que o primeiro representa um caminho preferencial ao fluxo. Porém, essa representação não é tão boa quanto a obtida pelo modelo RTAB HET.

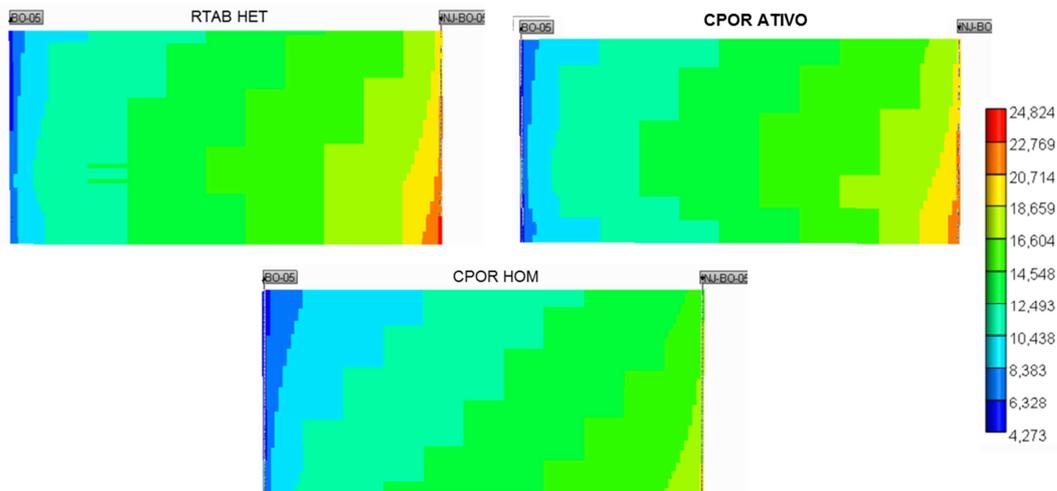


Figura 6.7 Seções verticais de distribuição de pressão ao final da simulação para os modelos RTAB HET, CPOR ATIVO e CPOR HOM.

Na Figura 6.8 são apresentadas as seções de distribuição da porosidade, também adotando uma única escala de cores. As diferenças, no entanto, são muito sutis e difíceis de serem observadas.

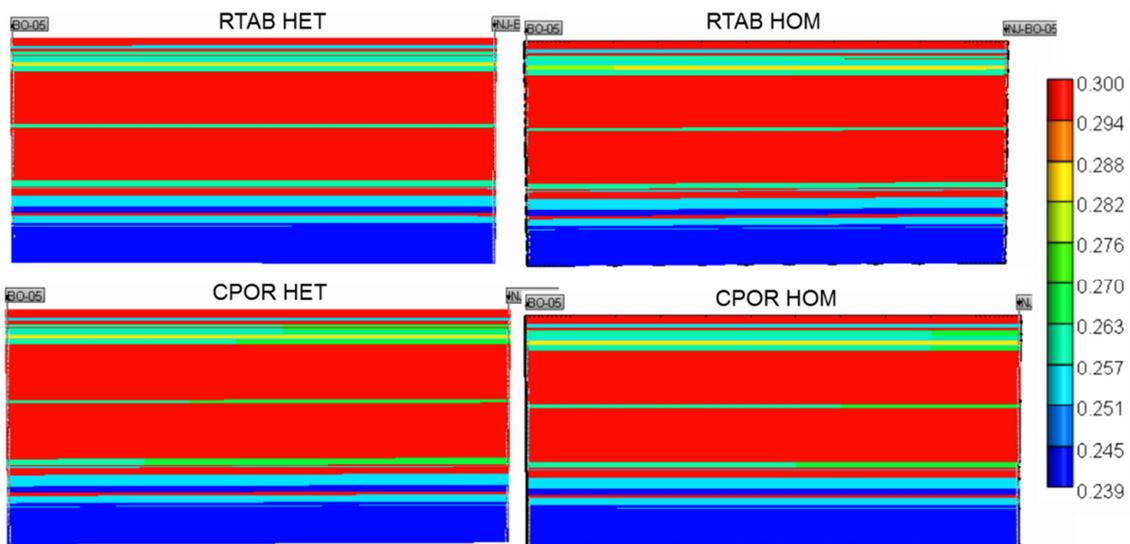


Figura 6.8 Seções verticais de distribuição de porosidade ao final da simulação.

Visando um melhor entendimento do comportamento da porosidade, as figuras a seguir fazem uma análise localizada de sua variação. Para isso, foram escolhidas três células, todas na camada central da seção vertical do modelo: célula do poço produtor (1, 1, 54), no meio do modelo (15, 15, 54) e do poço injetor (29, 29, 54). Esses elementos pertencem à fácies *wackestone*, principal constituinte da seção litológica. Na Figura 6.9, que trata da célula no poço produtor, onde há maiores variações de poropressão, percebe-se a diferença entre os modelos homogêneos e heterogêneos, decorrente do fato de a plastificação ocorrer logo no início. Há a indicação, também, de que as curvas referentes à simulação convencional apresentam um comportamento perfeitamente elástico: quando a célula é repressurizada, a porosidade é totalmente recuperada. Já nas curvas do pseudoacoplamento percebe-se que, quando a célula é repressurizada, não é recuperada nem mesmo a parcela elástica da deformação, mantendo a porosidade constante até sentir nova queda de pressão.

Ainda com relação à Figura 6.9, analisando as curvas do pseudoacoplamento, percebe-se, facilmente, que há dois momentos de repressurização do reservatório. O primeiro se deve à grande variação de pressão no início da produção, resultando na redução da porosidade e permeabilidade, levando ao acúmulo de fluido no elemento, repressurizando-o. Com a dissipação desse excesso de poropressão e continuando a queda de pressão com a produção, a compactação volta a ocorrer. A segunda repressurização é efeito da injeção de água no reservatório. Esses dois momentos de repressurização também constam do modelo CPOR, indicados por uma maior concentração de marcadores em dois trechos das curvas. Neste caso, porém, são decorrentes apenas da redução de porosidade. Essa explicação pode ser melhor entendida através da Equação (2.19). Na Figura 6.9, e posteriores análises, poderia ser incluído, ainda, o comportamento resultante do modelo CPOR ATIVO. Mas optou-se por não fazê-lo por ser muito similar ao do CPOR HOM, o que dificultaria o entendimento do gráfico.

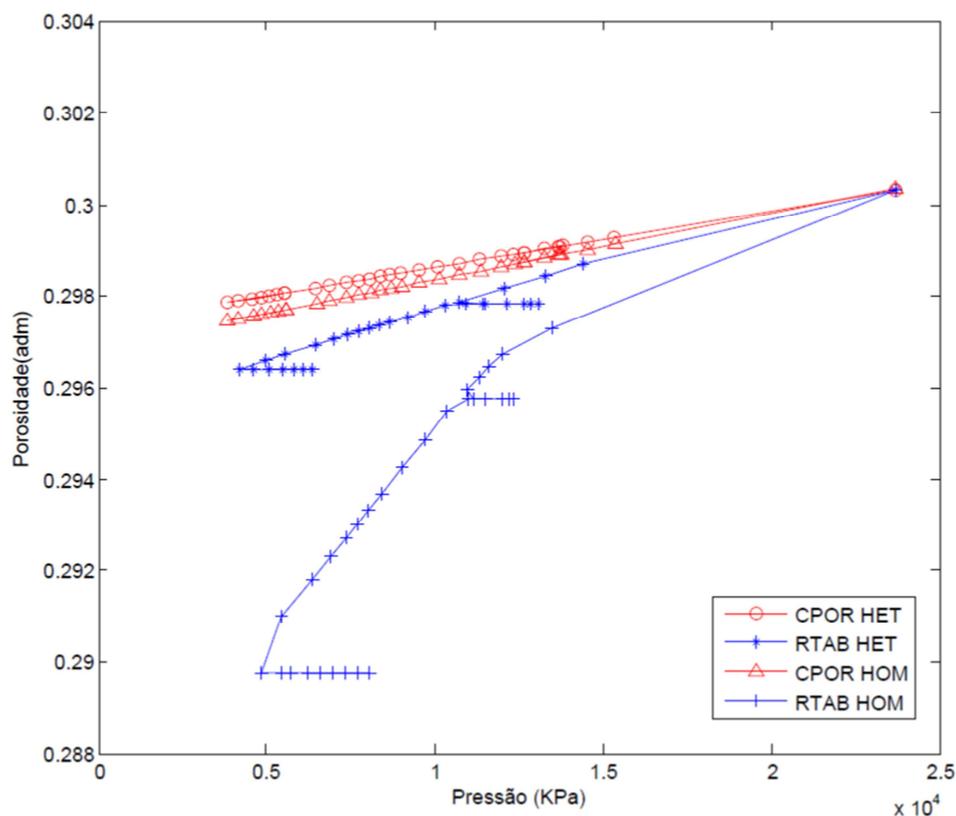


Figura 6.9 Comparação do comportamento da porosidade na célula localizada no poço produtor.

As mesmas observações quanto à variação da porosidade com a pressão de poros feitas na célula situada no poço produtor podem ser verificadas, também, nas células no meio do modelo e no poço injetor, como mostram os gráficos das Figura 6.10 e Figura 6.11, respectivamente. Estas curvas, porém, mostram que as células em questão respondem apenas à repressurização decorrente da injeção. Também se verifica a boa representação da compressibilidade, comparada ao pseudoacoplamento, para os modelos homogêneos, já que as curvas apenas se separam no momento da repressurização. Já no caso da representação heterogênea, o comportamento difere desde o início.

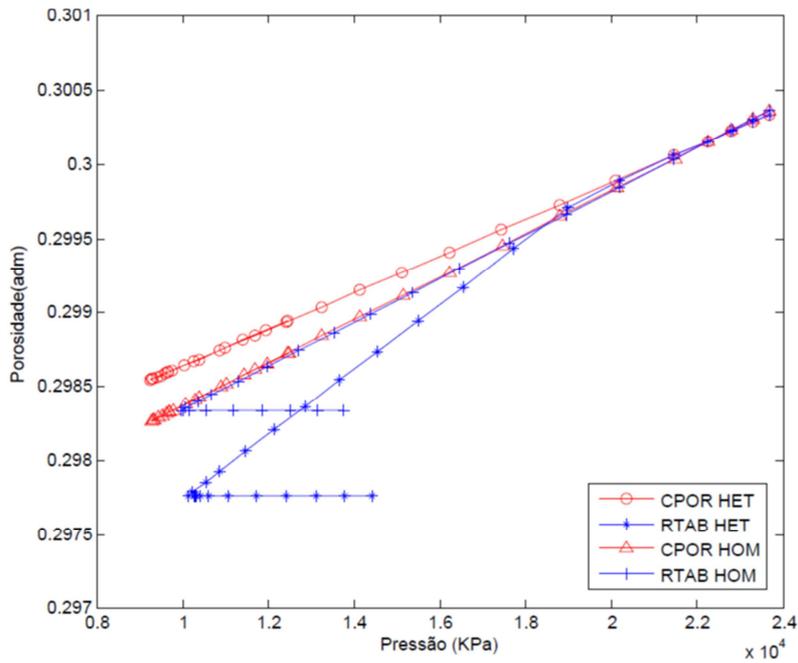


Figura 6.10 Comparação do comportamento da porosidade na célula localizada no centro do modelo.

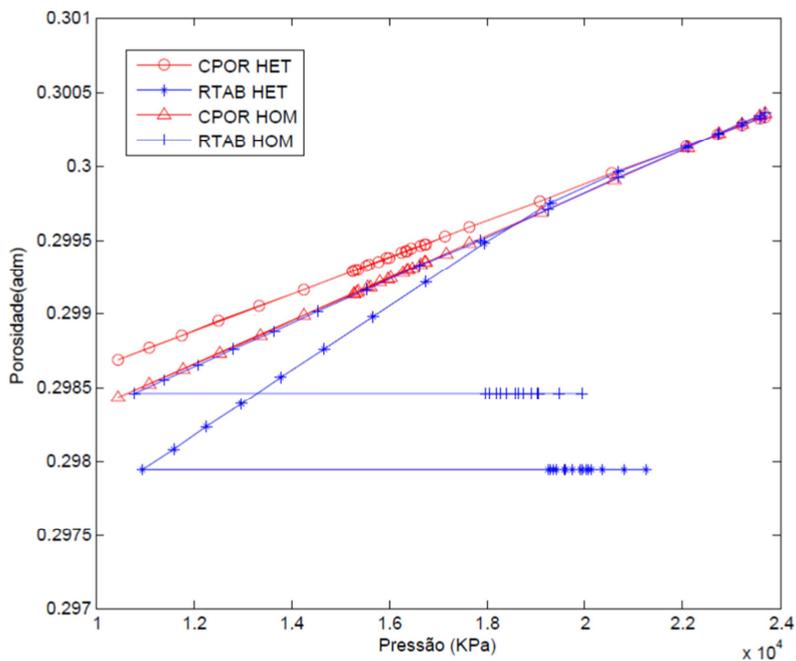


Figura 6.11 Comparação do comportamento da porosidade na célula localizada no poço injetor.

As análises acima expostas representam a situação em que o comportamento hidromecânico das cinco fácies que compõem a seção litológica, considerando algumas simplificações, é conhecido. Na indústria, porém, é pouco comum ter grande disponibilidade de informações desta natureza. Procurando analisar a situação em que só é

conhecido o comportamento hidromecânico da fácies com maior percentual na composição da seção litológica do modelo, nesse caso a fácies *wackestone*, foi feito mais um modelo homogêneo com pseudoacoplamento, mas cujo comportamento é o desta fácies, e não o equivalente. Além deste modelo, o RTAB HOM WCK, também consta das comparações o modelo RTAB HET, o que mais se aproximou do ajustado pelo Ativo, o CPOR ATIVO, também incluso.

As Figura 6.12 e Figura 6.13 mostram as curvas de pressão média do reservatório e produção acumulada de óleo obtidas para os três modelos, indicando a boa aproximação entre o heterogêneo e o homogêneo representado pela fácies *wackestone*.

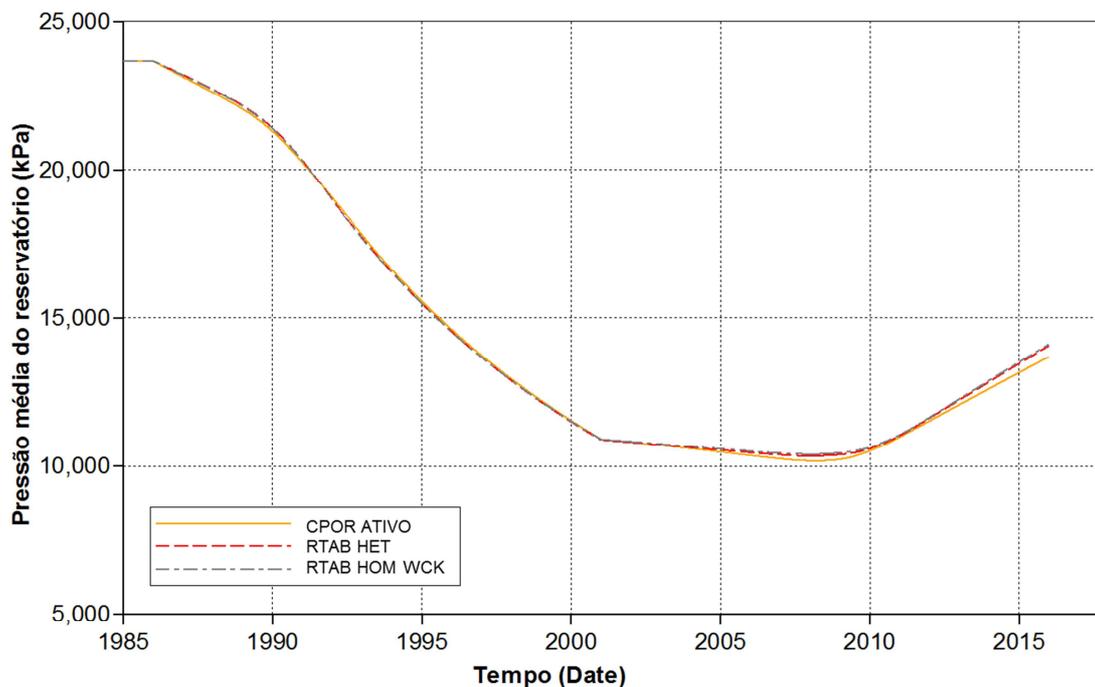


Figura 6.12 Pressão média do reservatório para CPOR ATIVO, RTAB HET e RTAB HOM WCK.

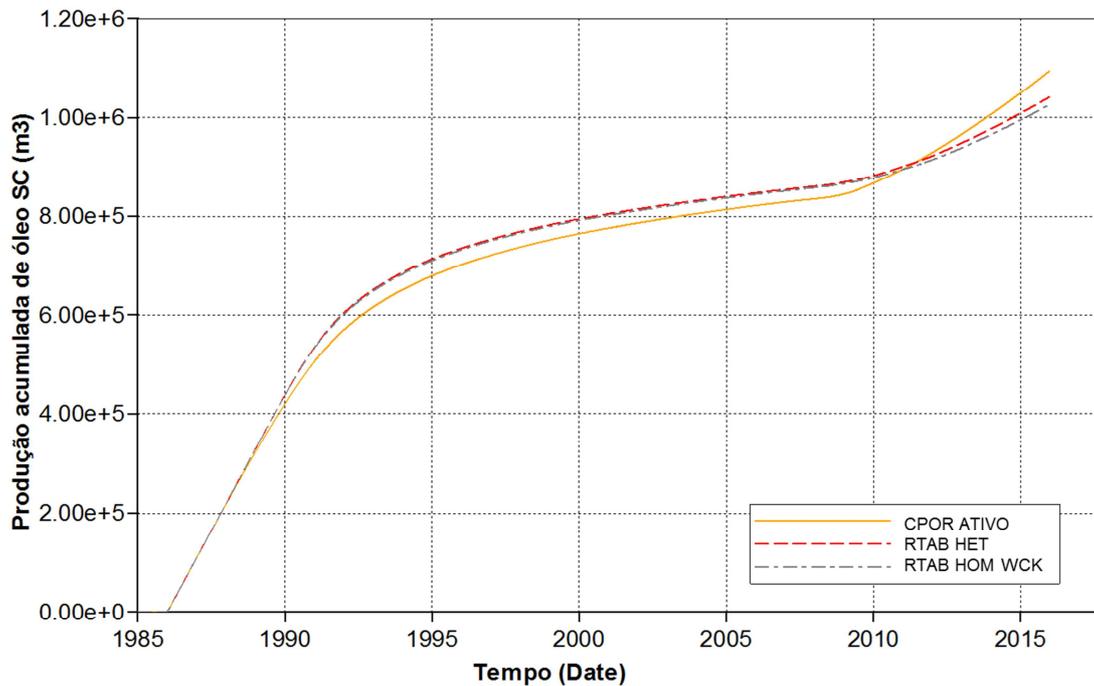


Figura 6.13 Produção acumulada de óleo para CPOR ATIVO, RTAB HET e RTAB HOM WCK.

A Figura 6.14 mostra a distribuição de poropressão ao final da simulação para os três modelos ao longo da seção vertical entre os poços produtor e injetor. Observa-se que, apesar da boa aproximação observada nas curvas de pressão média e produção acumulada, o modelo heterogêneo com pseudoacoplamento ainda é aquele que melhor representa as heterogeneidades das camadas que compõem a seção litológica. Outra observação pode ser feita ao comparar esta figura com a Figura 6.6 com relação ao comportamento do modelo CPOR ATIVO e os outros modelos de compressibilidade. Enquanto nos anteriores era possível perceber uma distribuição de pressão com padrão gravitacional, o CPOR ATIVO consegue representar um caminho preferencial de fluxo, como os modelos de pseudoacoplamento. A comparação induz ao fato de que a compressibilidade adotada pelo Ativo, apesar de pouco maior que a da rocha equivalente (cujo valor é $4.85E-7 \text{ KPa}^{-1}$, enquanto a do Ativo é $5.1E-7 \text{ KPa}^{-1}$), é capaz de representar tal fenômeno. Com isso, também é possível verificar a sensibilidade dos modelos de simulação de reservatório à compressibilidade, que muitas vezes é determinada por

correlação, analogia, através de ensaios laboratoriais ou como resultado do processo de ajuste de histórico.

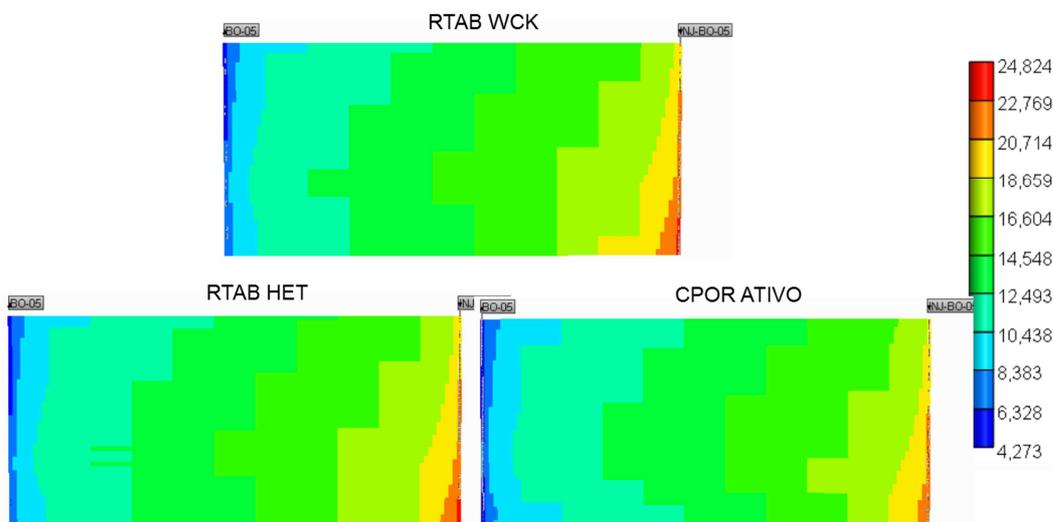


Figura 6.14 Comparação quanto à distribuição de poropressão ao longo da seção transversal no final da simulação para os modelos RTAB HOM WCK, RTAB HET e CPOR ATIVO.

6.1.2 Trajetória de Tensões Hidrostática e Comparação com a Edométrica

Com o objetivo de verificar a influência da trajetória de tensões nas simulações de fluxo do IMEX, considerando o pseudoacoplamento e a simulação convencional, algumas análises acima apresentadas foram refeitas utilizando as tabelas geradas para a trajetória hidrostática, assim como as compressibilidades resultantes dessa mesma trajetória. Novamente, as comparações são feitas com referência ao modelo CPOR ATIVO, já que este consegue ajustar bem o histórico de produção. As Figura 6.15, Figura 6.16 e Figura 6.17 mostram os resultados de pressão média do campo, produção acumulada e de cortes de água, respectivamente, para os modelos mencionados.

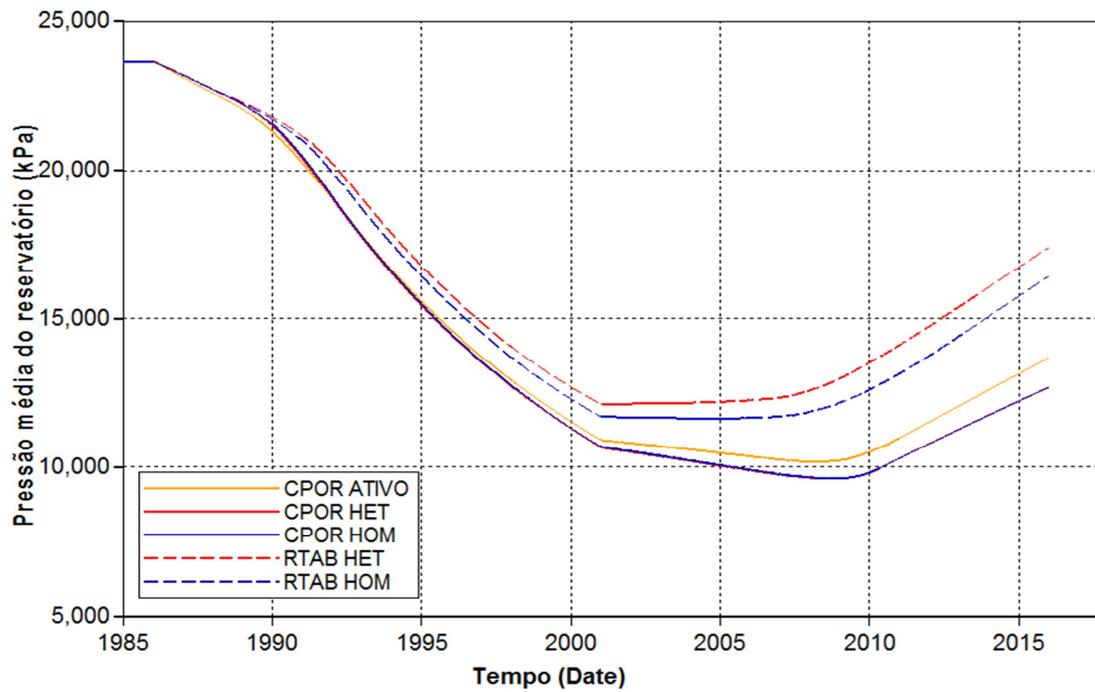


Figura 6.15 Pressão média do reservatório para a trajetória de tensões hidrostática.

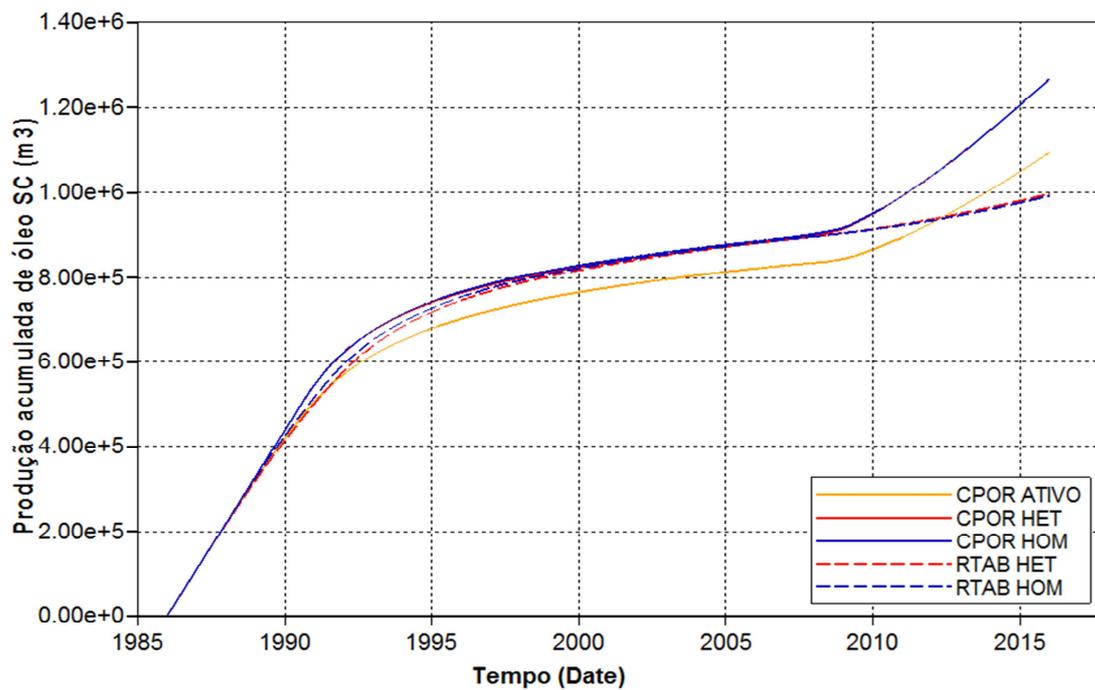


Figura 6.16 Produção acumulada para a trajetória de tensões hidrostática

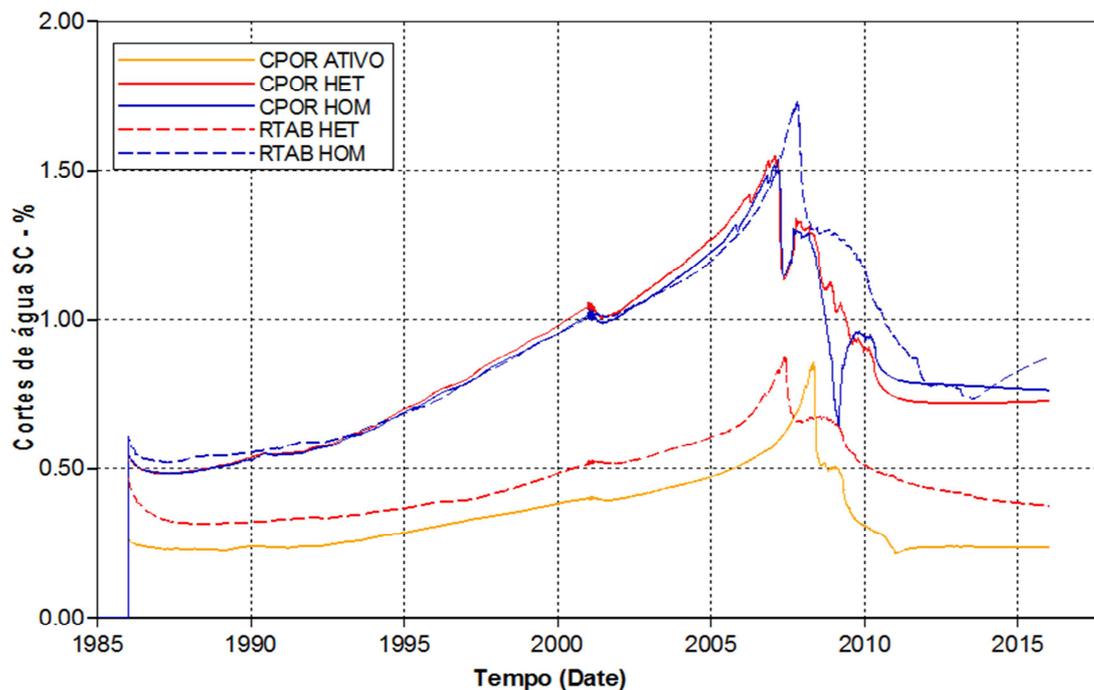


Figura 6.17 Cortes de água para a trajetória de tensões hidrostática.

Novamente, percebe-se que as curvas do modelo com compressibilidade homogênea coincidem com as do heterogêneo, mostrando os bons resultados de homogeneização baseada em experimentos numéricos para esse parâmetro. Apesar de também ser possível fazer essa observação para os modelos de pseudoacoplamento quanto à produção acumulada, verifica-se que há uma diferença quanto à pressão média do reservatório. Considerando os cortes de água, verifica-se a proximidade entre os modelos CPOR e, novamente, que a máxima produção de água no poço B-05 é inferior a 2%.

Ao comparar as curvas da trajetória hidrostática com as do modelo CPOR ATIVO, percebe-se que não estão tão próximas quanto no caso edométrico. Para melhorar essa comparação, as Figura 6.18 e Figura 6.19 mostram as curvas de pressão média e produção acumulada para os modelos RTAB HET considerando as duas trajetórias, além do CPOR ATIVO. Analisando-as, verifica-se que a curvas do modelo CPOR ATIVO se aproximam mais daquelas geradas pela trajetória edométrica.

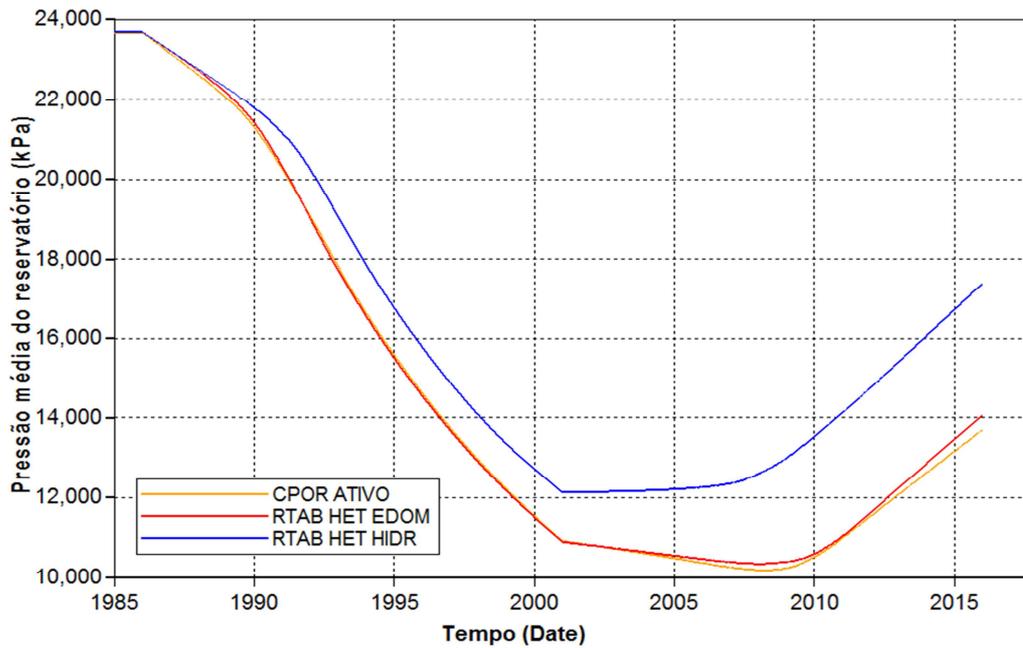


Figura 6.18 resensão média para os modelos CPOR ATIVO e RTAB HET, segundo trajetórias edométrica e hidrostática.

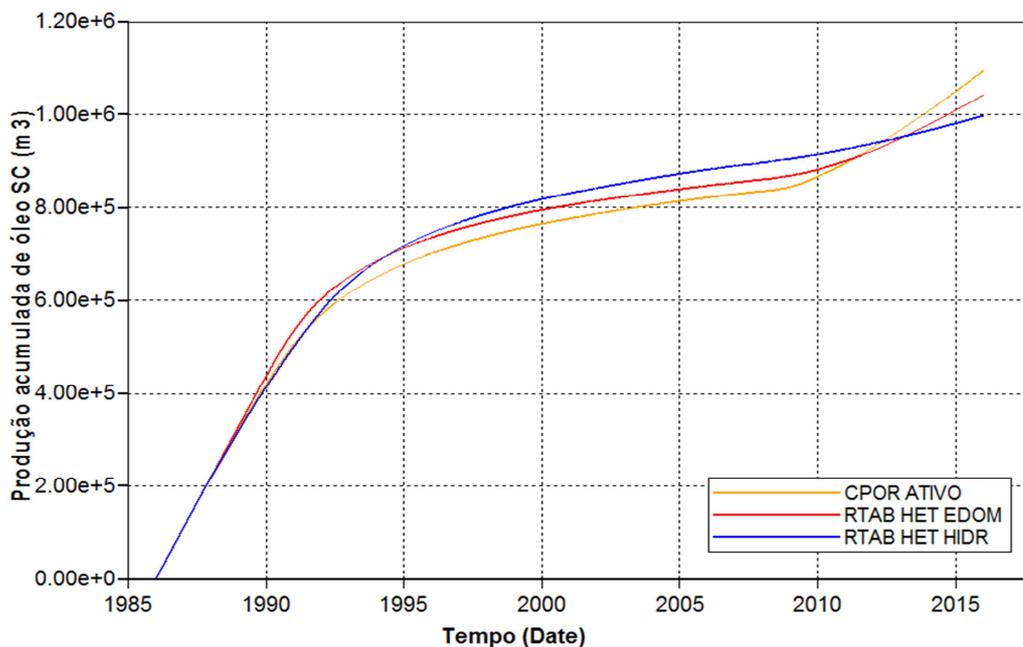


Figura 6.19 Produção acumulada de óleo para os modelos CPOR ATIVO e RTAB HET, segundo trajetórias edométrica e hidrostática.

A Tabela 6.1 quantifica a diferença entre os cinco modelos quanto à produção acumulada e ao tempo de simulação, comparando as trajetórias edométrica e hidrostática. Tomando o modelo CPOR ATIVO como

referência, já que este é o que representa melhor o reservatório, os dados da tabela ratificam as seguintes verificações, feitas anteriormente: (i) a trajetória edométrica é a que mais se aproxima do que é observado no campo; (ii) os valores de produção acumulada dos modelos RTAB se aproximam mais do Ativo comparados aos modelos CPOR; e (iii) os modelos que utilizam o pseudoacoplamento apresentam um ganho de tempo de CPU quando comparados aos que utilizam apenas a compressibilidade.

Tabela 6.1 Comparação entre trajetórias hidrostática e edométrica quanto à produção acumulada e tempo de simulação.

MODELO	EDOMÉTRICO			HIDROSTÁTICO		
	Np		Tempo CPU (horas)	Np		Tempo CPU (horas)
	*10 ³ (m ³)	Dif. %		*10 ³ (m ³)	Dif. %	
CPOR HET	1179	8%	7.3	1268	16%	5.1
RTAB HET	1042	-5%	6.5	997	-9%	4.5
CPOR HOM	1181	8%	5.4	1268	16%	5.2
RTAB HOM	1064	-3%	5.3	993	-9%	4.2
CPOR ATIVO	1096	REF.	6.6	1096	REF.	6.6

Com base nos resultados acima apresentados, percebe-se que as respostas dos quatro modelos quanto à pressão média do reservatório, produção acumulada e cortes de água são próximas quando considerada a trajetória edométrica, por ser essa a que mais se aproxima das condições de reservatório. No entanto, sabe-se que o modelo RTAB HET, que utiliza uma tabela de pseudoacoplamento para cada fácies, representa melhor o comportamento hidromecânico da rocha-reservatório, conseguindo representar melhor as camadas mais permeáveis (Figura 6.6).

6.2 Mitigação dos Efeitos da Geomecânica

As análises acima mostraram os efeitos da deformação da rocha no comportamento de fluxo de fluidos no reservatório carbonático em estudo, através tanto do pseudoacoplamento, quanto da simulação convencional. A partir dos ensaios de laboratório, sabe-se que, para uma pequena variação da porosidade, calculada em função da deformação volumétrica, a redução da permeabilidade se dá segundo uma relação exponencial. Assim, uma ação mitigadora com base na geomecânica deve se basear na redução da deformação da rocha. Ao invés de deixar o reservatório depletar para então iniciar a injeção, uma alternativa mais coerente com o que aqui foi visto é a injeção de água logo no início da produção.

É importante ressaltar que as ações mitigadoras aos efeitos geomecânicos variam de reservatório para reservatório. Para o Campo B, está sendo proposta a injeção de água desde o início da exploração do campo. Porém, em outro reservatório, dependendo do comportamento mecânico da rocha ou mesmo do estado de tensões inicial, pode ser mais favorável à produção que ocorra primeiro a depleção, para então iniciar a injeção. Cada caso deve ser analisado com base em suas próprias características.

Os modelos de mitigação são propostos a partir do modelo RTAB HET, no qual cada camada corresponde a uma única fácies litológica e a geomecânica é inserida através das tabelas de pseudoacoplamento geradas a partir da trajetória de tensões edométrica. Quanto à estratégia de exploração, foi mantida a vazão de produção de óleo de 300 m³/dia e os poços continuam completados ao longo de toda sua extensão. A diferença agora é quanto à injeção, que se inicia na mesma data da produção. O tempo de simulação passou de 30 para 40 anos, para permitir uma melhor compreensão dos efeitos das ações mitigadoras. Considerando essas condições, são testadas três situações: na primeira a vazão de injeção é igual à de produção; na segunda a vazão de injeção é de 200 m³/dia, numa tentativa de evitar que a pressão de poros no entorno do poço injetor ultrapasse muito a original do reservatório; na terceira, a taxa de injeção é de 500 m³/dia, conforme praticado no modelo original. Essas três estratégias de mitigação também são aplicadas ao modelo de simulação convencional praticado pelo ativo (CPOR ATIVO). A

seguir são apresentados os resultados obtidos a partir dos modelos RTAB HET MIT1 e CPOR ATIVO MIT1, com vazão de injeção de 300 m³/dia, RTAB HET MIT2 e CPOR ATIVO MIT2, cuja vazão de injeção é de 200 m³/dia, e, finalmente, dos modelos RTAB HET MIT3 e CPOR ATIVO MIT3, 500 m³/dia. A referência continua sendo o modelo CPOR ATIVO para avaliar o ganho ao adotar as ações mitigadoras ao invés da estratégia original. A única diferença, no entanto, é o aumento do tempo de simulação para coincidir com os modelos de ação mitigadora.

Na Figura 6.20 são apresentadas as curvas de pressão média do reservatório, comparando os resultados obtidos a partir das três estratégias para os dois modelos, enquanto a produção acumulada consta da Figura 6.21. A comparação quanto aos cortes de água consta da Figura 6.22. Os modelos de mitigação que adotam maiores vazões de injeção apresentam um nítido ganho quanto à produção acumulada de óleo. Já no modelo MIT2, cuja vazão de injeção é inferior à de produção, a produção acumulada resultante é pouco menor do que a obtida segundo a estratégia original, modelo CPOR ATIVO. Há, porém, uma antecipação da produção ao iniciar a injeção juntamente com a produção. Ao analisar que ação mitigadora deve ser tomada, deve-se considerar, também, a quantidade de água produzida.

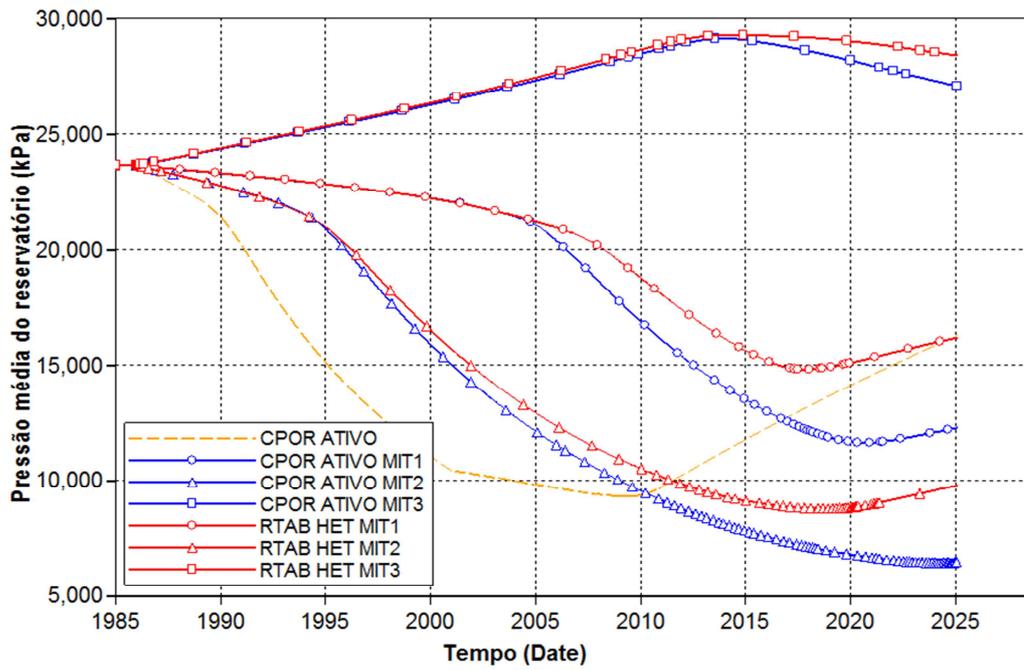


Figura 6.20 Pressão média para os modelos MIT1, MIT2, MIT3 e CPOR ATIVO.

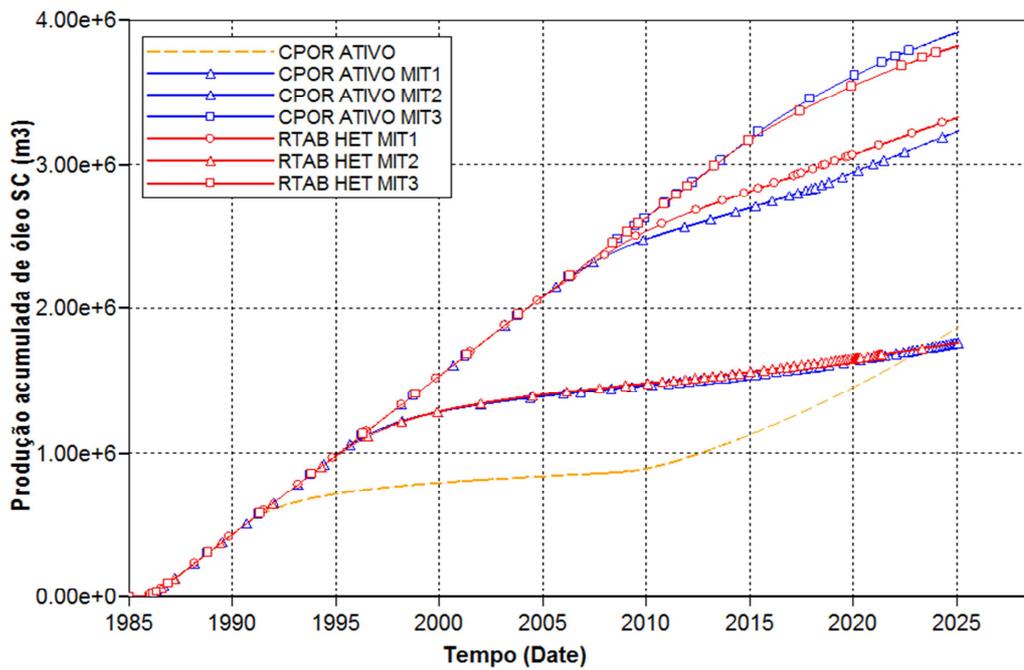


Figura 6.21 Produção acumulada para os modelos MIT1, MIT2, MIT3 e CPOR ATIVO.

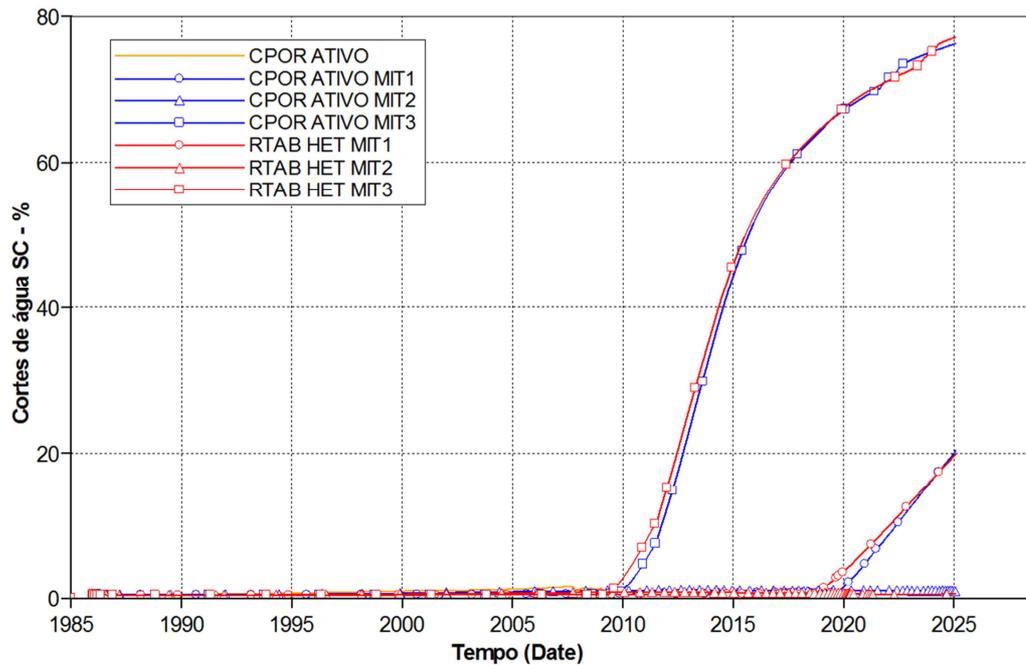


Figura 6.22 Cortes de água para os modelos MIT1, MIT2, MIT3 e CPOR ATIVO.

Um aspecto que deve ser observado com atenção é quanto ao aumento da pressão de poros acima da sua condição inicial, o que pode ser observado tanto na região próxima ao poço injetor (para qualquer situação de injeção), quanto no caso MIT3, em que a pressão média do reservatório chega a valores acima do original. A redução das tensões efetivas, resultante desse aumento de poropressão, pode provocar o rompimento da rocha, ou mesmo culminar com um carregamento de tração, ao qual sua competência é baixa. Outro aspecto relacionado às possíveis consequências de um aumento excessivo da poropressão é quanto à propagação de fraturas ou até mesmo de reativação de falhas, já existentes no reservatório. Essas duas situações não são tratadas neste trabalho.

Analisando os gráficos de pressão média e produção acumulada, percebe-se que, para os dois modelos com taxa de injeção menores, aqueles com pseudoacoplamento produzem mais e apresentam maior pressão média que os com compressibilidade. Ao começar a injeção no início da exploração do campo, há uma menor variação da pressão do reservatório e, conseqüentemente, de redução da porosidade e permeabilidade. Os modelos de pseudoacoplamento, ao perceber a

pressurização, mantém a porosidade constante e com valor mais alto que o calculado pelo modelo de compressibilidade, o que favorece a produção (Equação (2.19)). Com isso os modelos RTAB produzem mais. Considerando o modelo com maior taxa de injeção, apesar de apresentar maior pressão média, o modelo de pseudoacoplamento prevê menor produção que aquele que utiliza a compressibilidade. Enquanto no pseudoacoplamento a porosidade, assim como a permeabilidade, é mantida constante com a pressurização do reservatório, o que é percebido pelo reservatório logo no início da exploração, no modelo de compressibilidade a porosidade assume valores maiores que o inicial, do que decorre a maior produção. As Figura 6.23, Figura 6.24 e Figura 6.25 mostram uma análise localizada da variação da porosidade com a pressão na célula no meio do modelo (15, 15, 54) para os três casos de mitigação, comparando o comportamento do modelo CPOR ATIVO com o RTAB HET.

Uma comparação quantitativa quanto à produção acumulada é apresentada na Tabela 6.2. A ação mitigadora com menor vazão de injeção apresenta uma produção acumulada pouco menor que o modelo original, apesar da antecipação da produção. Ao injetar com a mesma vazão de produção, esse ganho passa de 70%. Quanto ao tempo de CPU, percebe-se uma grande similaridade comparando as análises com pseudoacoplamento com aquelas que usam a compressibilidade. Verifica-se, também, que quanto maior a taxa de injeção, menor o tempo de CPU, já que as variações de porosidade são menores, facilitando a convergência das equações.

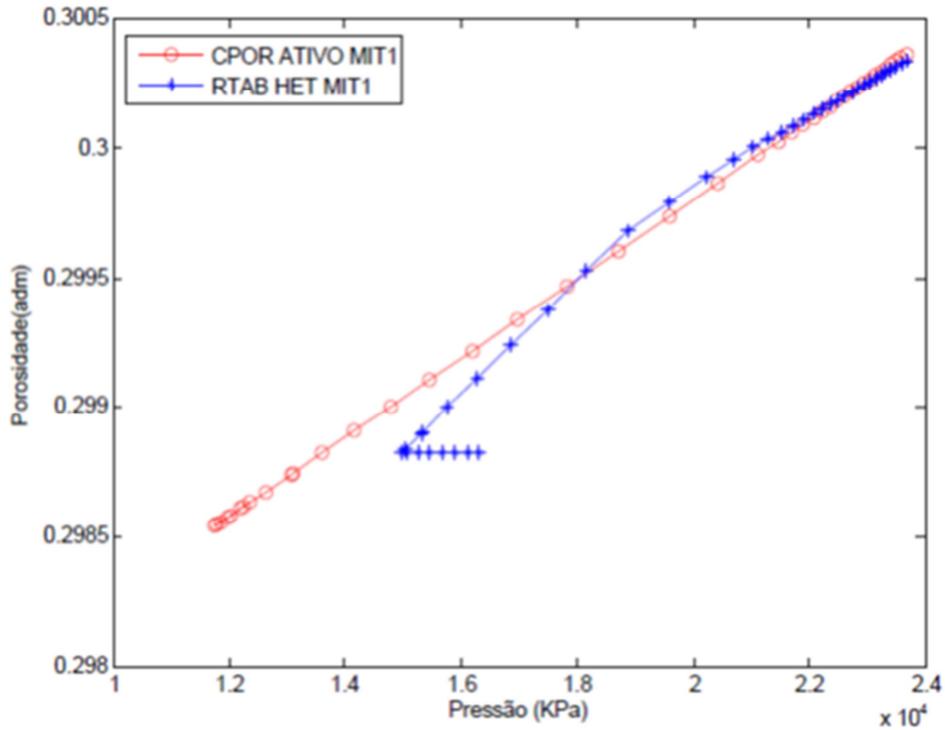


Figura 6.23 Comparação entre variação da porosidade com a pressão para os modelos CPOR ATIVO MIT1 e RTAB HET MIT1 (vazão de injeção de 300 m³/dia).

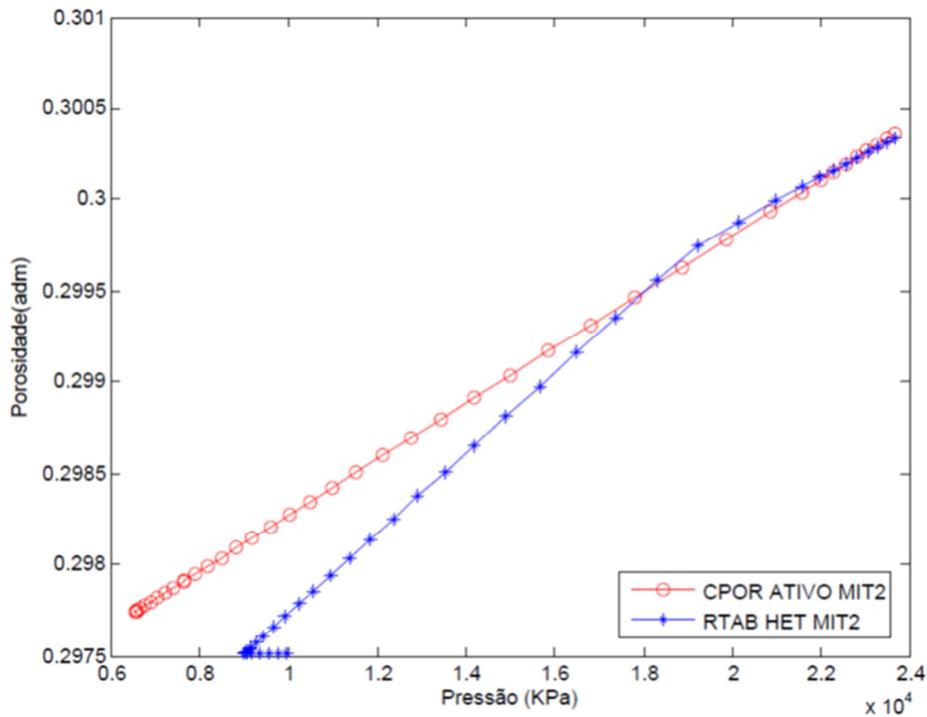


Figura 6.24 Comparação entre variação da porosidade com a pressão para os modelos CPOR ATIVO MIT2 e RTAB HET MIT2 (vazão de injeção de 200 m³/dia).

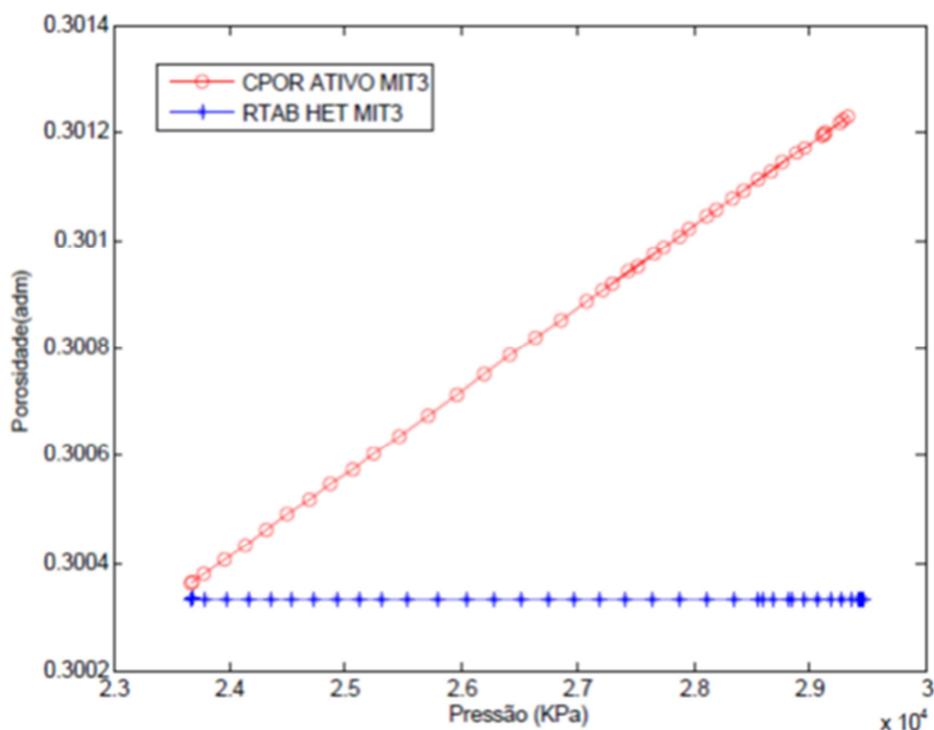


Figura 6.25 Comparação entre variação da porosidade com a pressão para os modelos CPOR ATIVO MIT3 e RTAB HET MIT3 (vazão de injeção de 500 m³/dia).

Tabela 6.2 Tabela comparativa quanto à produção acumulada e ao tempo de simulação para as três estratégias de mitigação.

MODELO	VAZÃO DE INJEÇÃO	MITIGAÇÃO		
		Np		Tempo CPU
	(m ³ /dia)	*10 ³ (m ³)	Dif. %	(horas)
CPOR ATIVO	-	1870	REF.	5.6
RTAB HET MIT1	300	3324	78%	1.7
CPOR ATIVO MIT1	300	3228	73%	2.0
RTAB HET MIT2	200	1764	-6%	3.4
CPOR ATIVO MIT2	200	1762	-6%	3.7
RTAB HET MIT3	500	3822	104%	1.0
CPOR ATIVO MIT3	500	3916	109%	0.9

Nas Figura 6.26, Figura 6.27 e Figura 6.28, a seguir, são apresentadas as seções transversais, que vão do poço produtor ao injetor, mostrando as distribuições de pressão para os modelos de

mitigação CPOR ATIVO MIT1, RTAB HET MIT1, CPOR ATIVO MIT2, RTAB HET MIT2, CPOR ATIVO MIT3 e RTAB HET MIT3. Verifica-se que os modelos com pseudoacoplamento apresentam maiores valores de poropressão comparados aos de compressibilidade, o que se deve à menor variação de pressão nos primeiros.

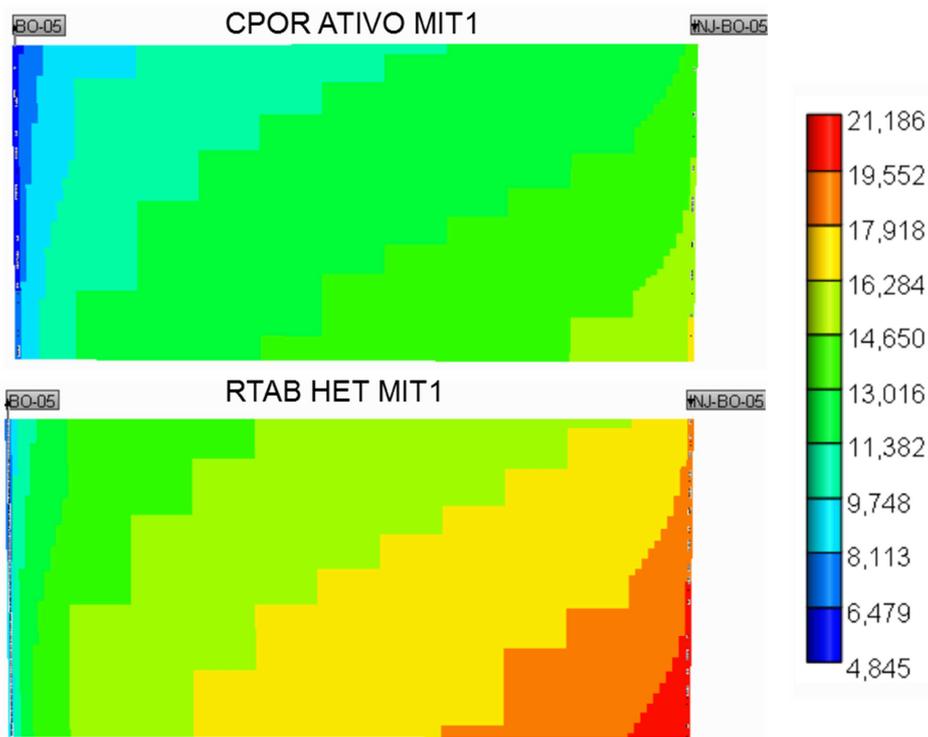


Figura 6.26 Seções transversais com distribuição de poropressão para a primeira estratégia de mitigação (vazão de injeção de 300 m³/dia).

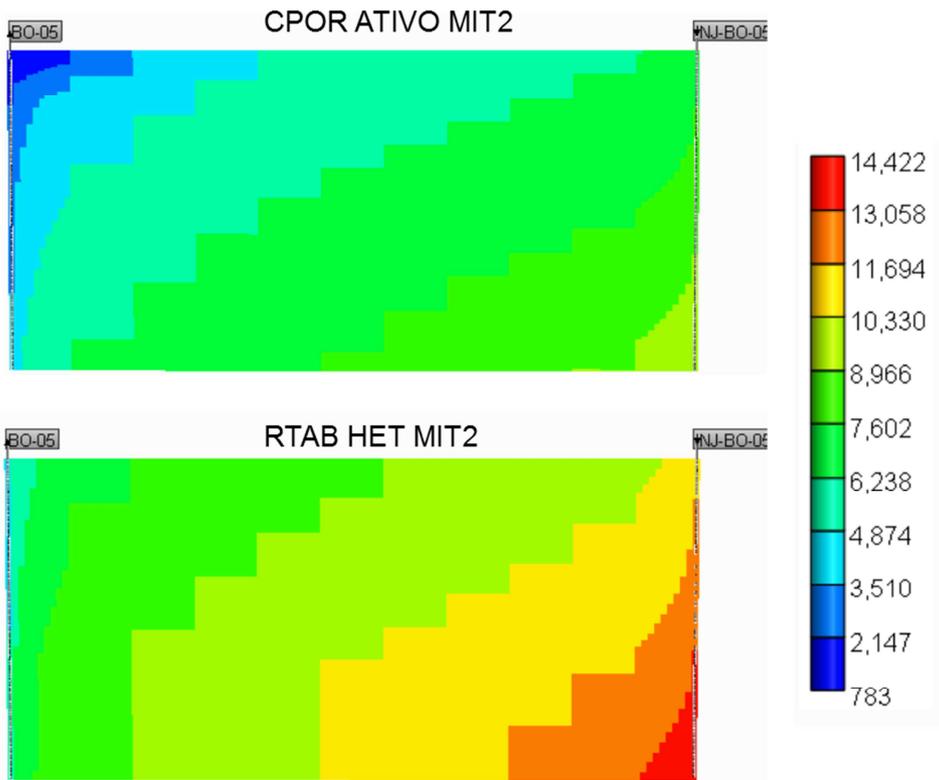


Figura 6.27 Seções transversais com distribuição de poropressão para a segunda estratégia de mitigação (vazão de injeção de 200 m³/dia).

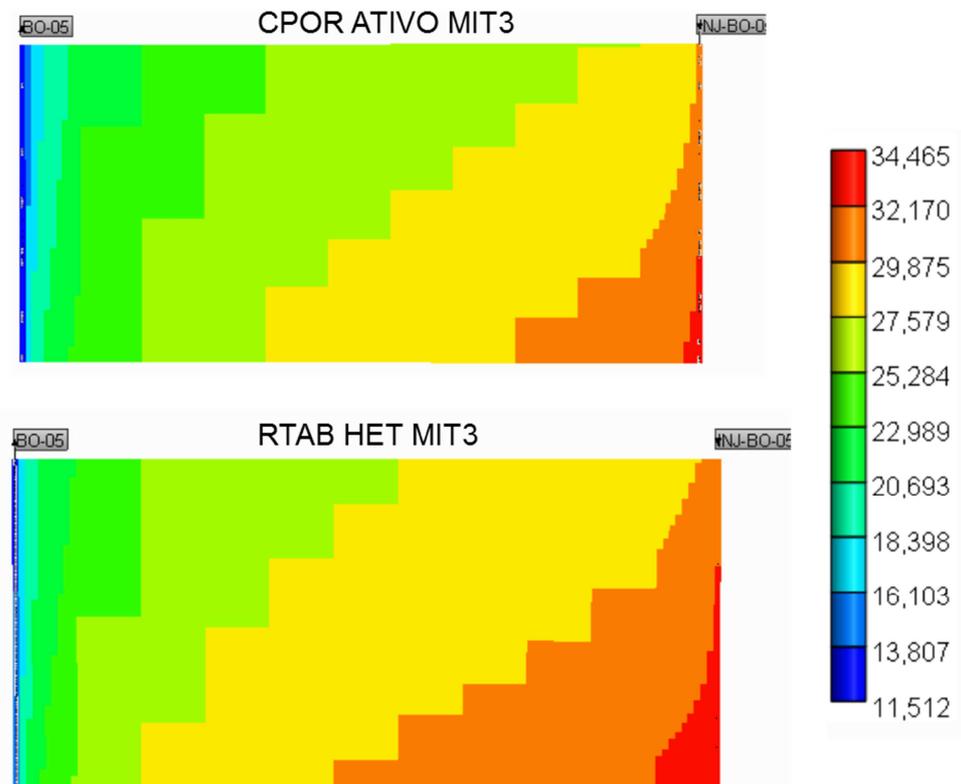


Figura 6.28 Seções transversais com distribuição de poropressão para a terceira estratégia de mitigação (vazão de injeção de 500 m³/dia).