

4 Resultados e discussão

Este capítulo trata da apresentação e análise dos resultados obtidos nas simulações dos modelos propostos no Capítulo 3. De acordo com cada etapa de estudo serão abordados o comportamento da produção do modelo ao longo de 10 anos de produção e os impactos gerados pela presença de fraturas naturais.

4.1. Resultados Etapa 1 – Comparação entre os modelos DP e DPK

Conforme discutido anteriormente, os modelos DP e DPK são os modelos de reservatórios fraturados mais utilizados. Deste modo, visando compreender as diferenças entre a aplicação desses modelos foi proposta essa comparação. A Figura 4. 1 e a Figura 4. 2 apresentam os resultados obtidos, respectivamente, pelos modelos DP e DPK.

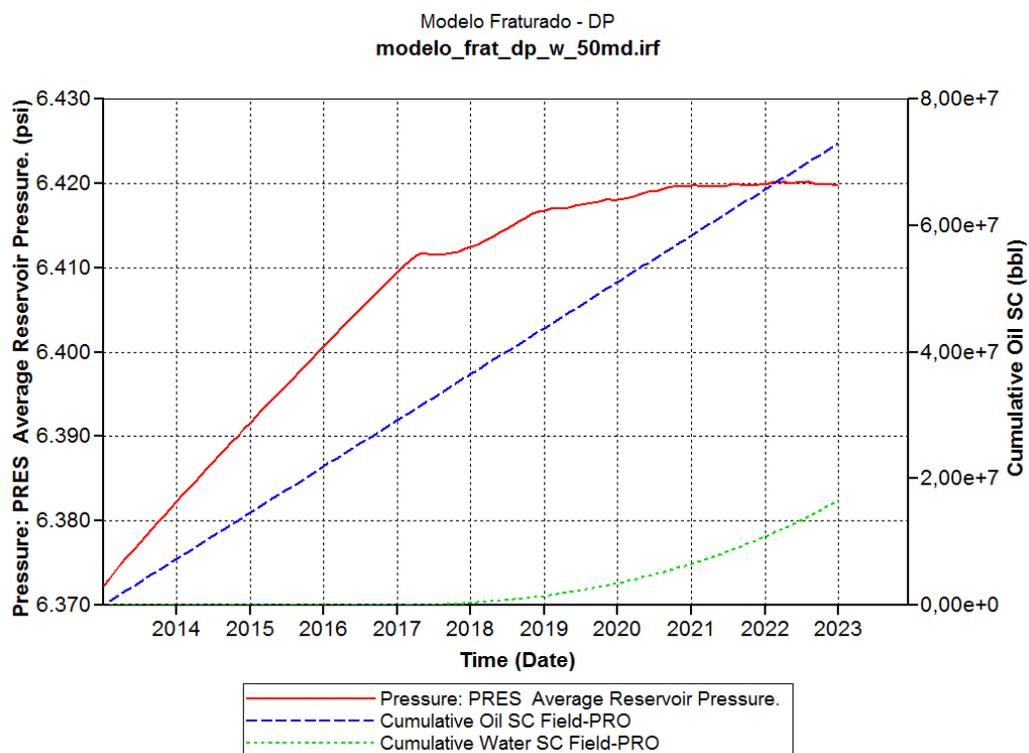


Figura 4. 1 – Curva de produção do Modelo DP.

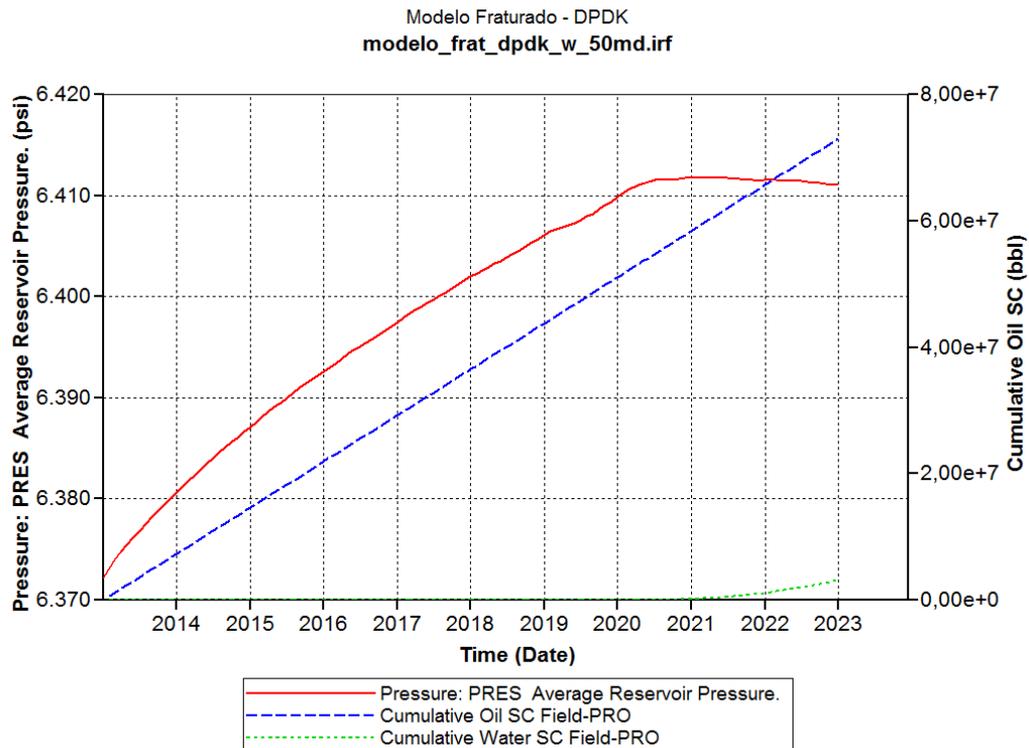


Figura 4. 2 – Curva de produção do Modelo DPK.

Primeiramente sobre a produção de óleo, ambos os modelos apresentaram a mesma produção acumulada de óleo uma vez que a produção de óleo estava limitada a 20.000 bbl/dia para os dois casos. Quanto à pressão média dentro do reservatório, observa-se que esta possui um aumento de cerca 40 e 50 psi para os modelos DPK e DP, respectivamente. Todavia, nota-se que a partir do início da produção de água pelos modelos a pressão segue uma tendência a se estabilizar. Outro ponto é a diferença de 10 psi apresentada pelo modelo DP em comparação ao modelo DPK, o que é coerente uma vez que no modelo DP o único caminho para deslocamento do fluido são as fraturas.

O grande destaque fica por conta do tempo de *breakthrough*, ou seja, tempo de chegada da água injetada ao poço produtor. Para um modelo DP, representando um reservatório intensamente fraturado, onde os fluidos circulam somente pelas fraturas é de se esperar que a água injetada atinja mais rapidamente o poço produtor. Como visto na Figura 4. 1 o *breakthrough* ocorre em 2018 no modelo DP, cinco anos após o início da produção. Enquanto que no modelo DPK, Figura 4. 2, a chegada de água ocorre somente no ano 2021, oito anos após o início da produção.

A Figura 4. 3 a seguir apresenta uma sequência da produção desses dois modelos.

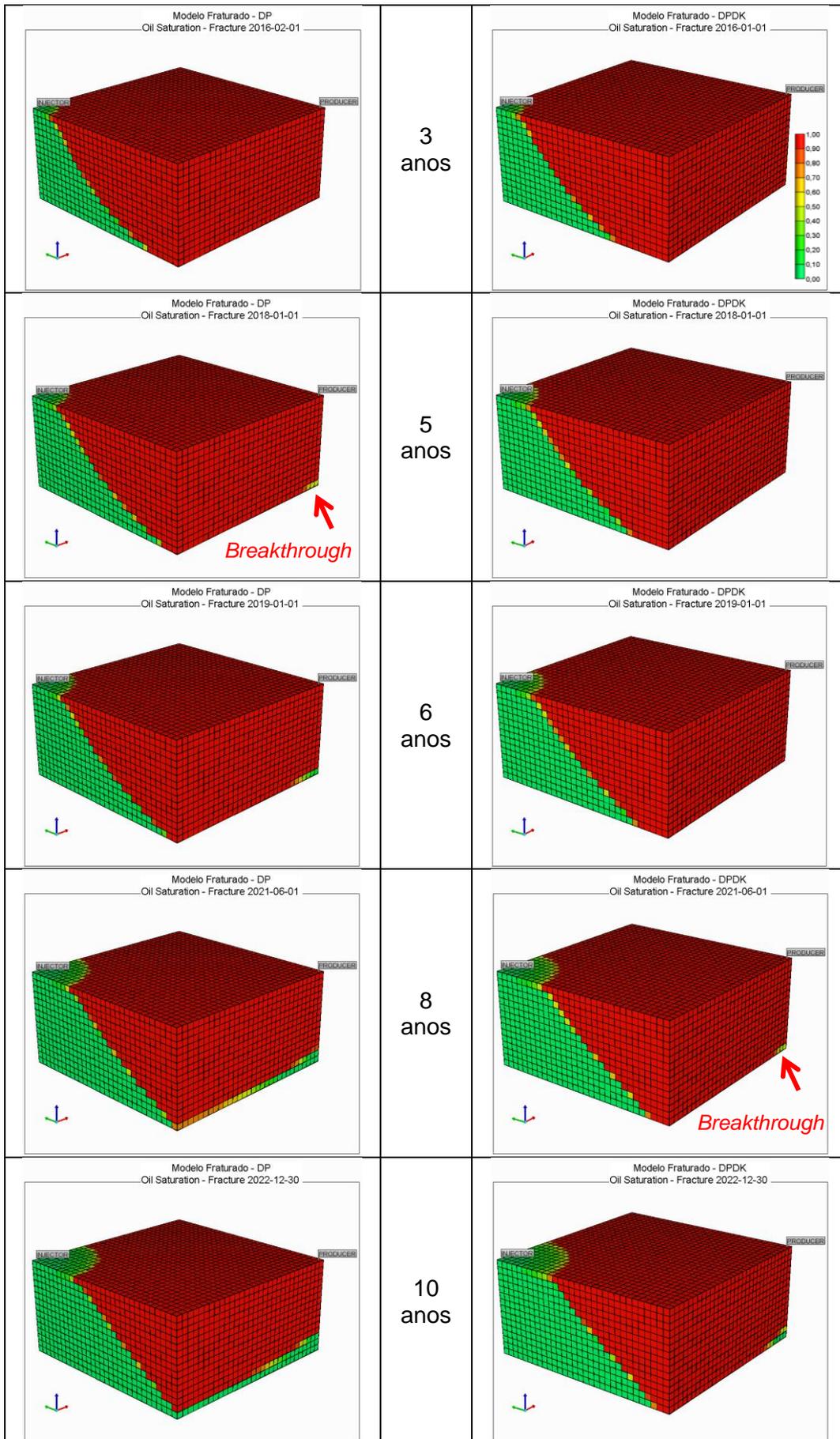


Figura 4. 3-Sequência da produção dos modelos DP (esquerda) e DPDK (direita)

Através da Figura 4. 3 fica evidente a chegada de água ao poço produtor em cinco anos para o modelo DP (à esquerda) e em oito anos para o modelo DPDK (à direita). No modelo DPDK, o fluido foi transportado tanto pelas fraturas quanto pelos blocos de matriz, promovendo uma melhor varredura do modelo e retardando a chegada de água ao poço produtor, o que explica a diferença de quatro anos em relação ao *breakthrough* do modelo DP.

4.2. Resultados Etapa 2 – Análise Paramétrica

Nesta seção são apresentados os resultados da análise paramétrica realizada visando compreender os efeitos da continuidade capilar, da velocidade de transferência de fluido entre matriz e fraturas e da condutividade hidráulica do sistema de fraturas para o desenvolvimento de um meio fraturado.

A Figura 4. 4 exibe o comportamento da produção para os modelos do Caso 1, referente à continuidade capilar. Primeiramente observa-se que para o tempo de simulação de 10 anos dois modelos ainda não apresentavam produção de água. Assim de modo a apresentar o tempo de *breakthrough* nesses modelos, optou-se por estender, apenas para eles, o tempo de simulação para 15 anos.

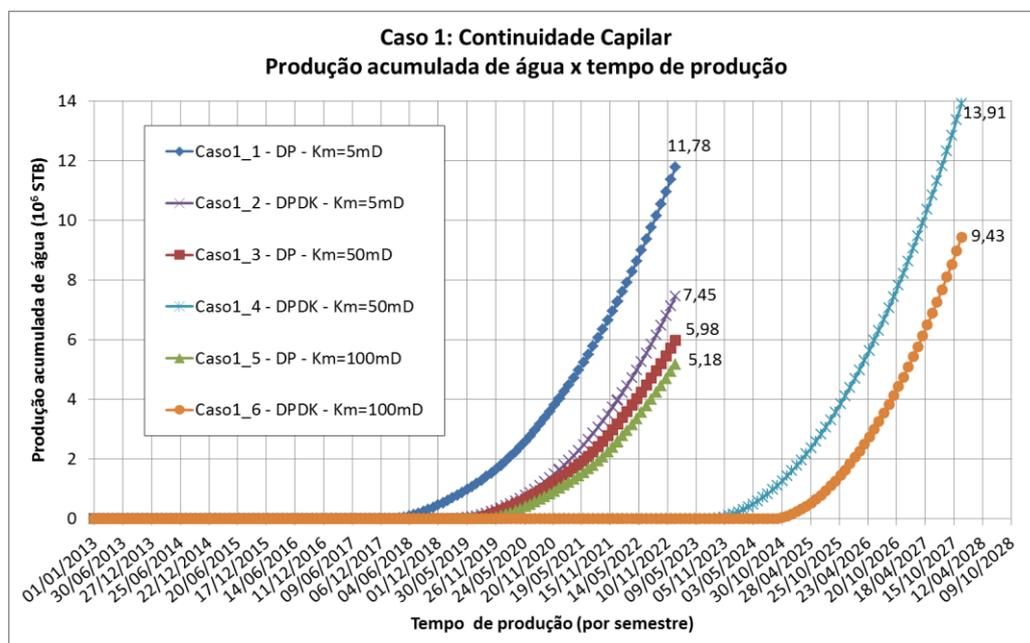


Figura 4. 4 – Comportamento da produção acumulada de água para os modelos do Caso 1.

Por meio da Figura 4. 4, novamente observa-se que a os modelos DP apresentam um tempo de *breakthrough* reduzido em relação aos modelos DPDK. Isso se justifica pelo fato de os modelos de dupla-porosidade e dupla-permeabilidade (DPDK) permitirem a conectividade entre os blocos de matriz, aumentando assim a continuidade capilar exibida por esses modelos.

A Figura 4. 4 também revela que para um determinado modelo de simulação de meio fraturado, DP ou DPDK, à medida que a permeabilidade da matriz cresce, melhora a varredura do fluido injetado pelo modelo, uma vez que facilita a troca de fluidos entre os blocos de matriz e o sistema de fraturas, evitando que o fluido injetado percorra diretamente o sistema de fraturas alcançando rapidamente o poço produtor. Esse fato pode ser observado comparando-se os Casos 1_1, 1_3 e 1_5. Contudo, cabe salientar a proximidade dos valores apresentados pelos Casos 1_3 e 1_5, onde a permeabilidade da matriz varia de 50 mD para 100 mD. Para esses modelos o aumento da permeabilidade da matriz não gerou um maior efeito no tempo de *breakthrough*, acontecendo ambos por volta de novembro de 2009 e produzindo uma pequena variação no volume final de água produzido, 5,18 (Caso 1_5) e 5,98 (Caso 1_3), comparando-se com o Caso 1_1, que produziu 11,78 milhões de barris em condições *Standart* ou de superfície.

A análise realizada pelo Caso 2 foi sobre a questão da influência da velocidade de transferência de fluxo entre os meios matriz e fratura na boa varredura do reservatório fraturado.

Os dois parâmetros fundamentais na descrição da transferência de fluxo entre matriz e fraturas são a permeabilidade da matriz que define a saída e entrada de fluidos na matriz rochosa e o espaçamento das fraturas que define o tamanho do bloco de matriz existente no meio estudado.

Cabe destacar que os modelos gerados para o Caso 2 são todos baseados no modelo de dupla-porosidade (DP).

A Figura 4. 5 seguinte traz os resultados obtidos a partir dos modelos do chamado Caso 2A, gerado pela variação da permeabilidade da matriz. Desta análise é possível notar que a redução da permeabilidade da matriz modifica o quadro da produção de forma a antecipar a produção de água gerando um maior volume de água produzido no final da simulação.

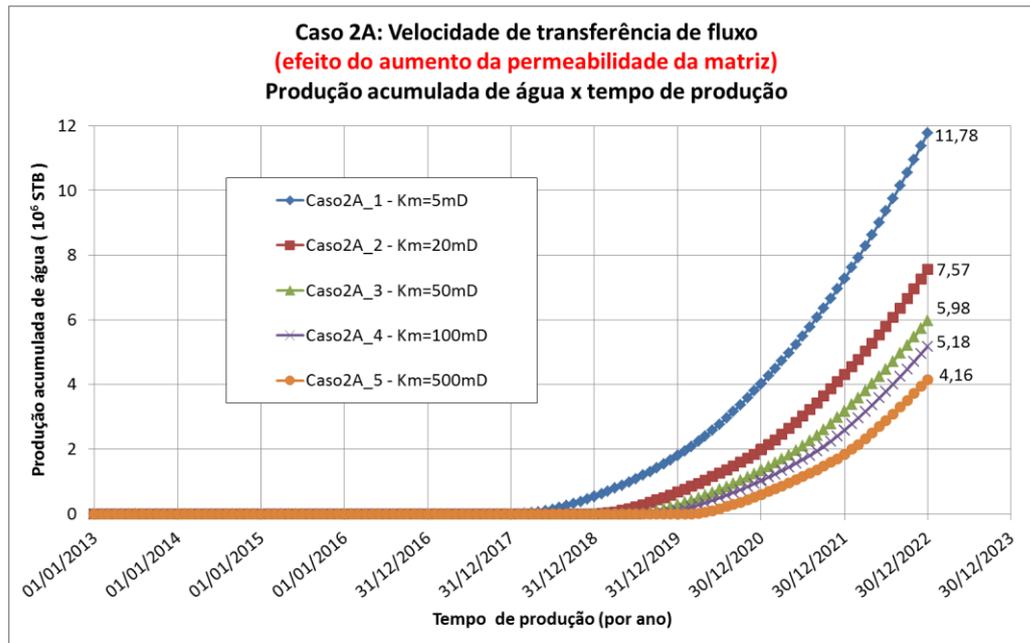


Figura 4. 5 – Comportamento da produção acumulada de água para os modelos do Caso 2A.

Em seguida, a Figura 4. 6 mostra a distribuição da produção acumulada de água ao longo do tempo para os casos onde a variável analisada foi o espaçamento das fraturas.

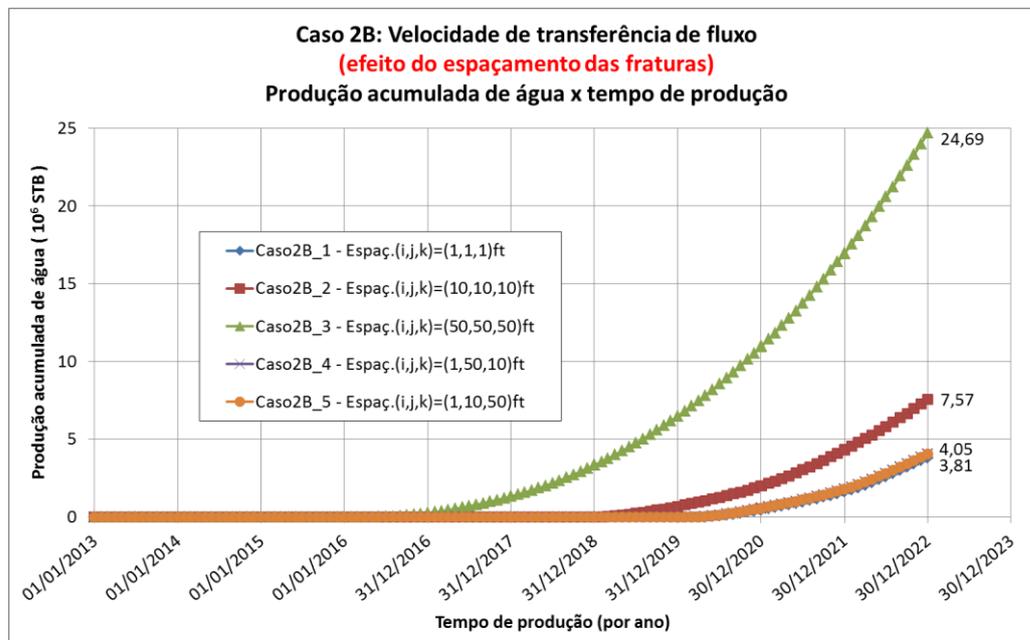


Figura 4. 6 - Comportamento da produção acumulada de água para os modelos do Caso 2B.

Cabe destacar que todos os Casos 2B possuem permeabilidade da matriz igual a 20 mD, e assim os Casos 2A_2 e 2B_2 são o mesmo modelo, uma vez que ambos possuem fraturas espaçadas 10 ft umas das outras, formando blocos de matrizes de 30 ft³.

É possível observar na Figura 4. 6 que o aumento no espaçamento das fraturas proporcionou a antecipação da chega de água e o aumento na produção final de água. Os Casos 2B_4 e 2B_5 apresentaram a mesma resposta e esta foi bem próxima ao caso de maior sucesso, Caso 2B_1.

Assim, pode-se concluir que o efeito da permeabilidade da matriz no tempo de *breakthrough* é inverso ao efeito do espaçamento das fraturas. Ou seja, o aumento na permeabilidade da matriz produz um aumento no tempo de *breakthrough*, por outro lado, o aumento do espaçamento das fraturas gera uma redução deste tempo. Em resumo, é mais fácil e rápido varrer com eficiência um bloco de matriz com dimensões menores e mais permeáveis. Assim, em um reservatório fraturado do tipo 3, cuja produtividade já é garantida pela permeabilidade da matriz, a presença de um sistema de fraturas bem distribuído espacialmente e com grande intensidade, promove um menor espaçamento de fraturas e será responsável pelo aumento da produtividade do meio.

O Caso 3, último caso da análise paramétrica, teve como objetivo avaliar a condutividade hidráulica do sistema de fraturas, e seus resultados são exibidos pela Figura 4. 7 abaixo.

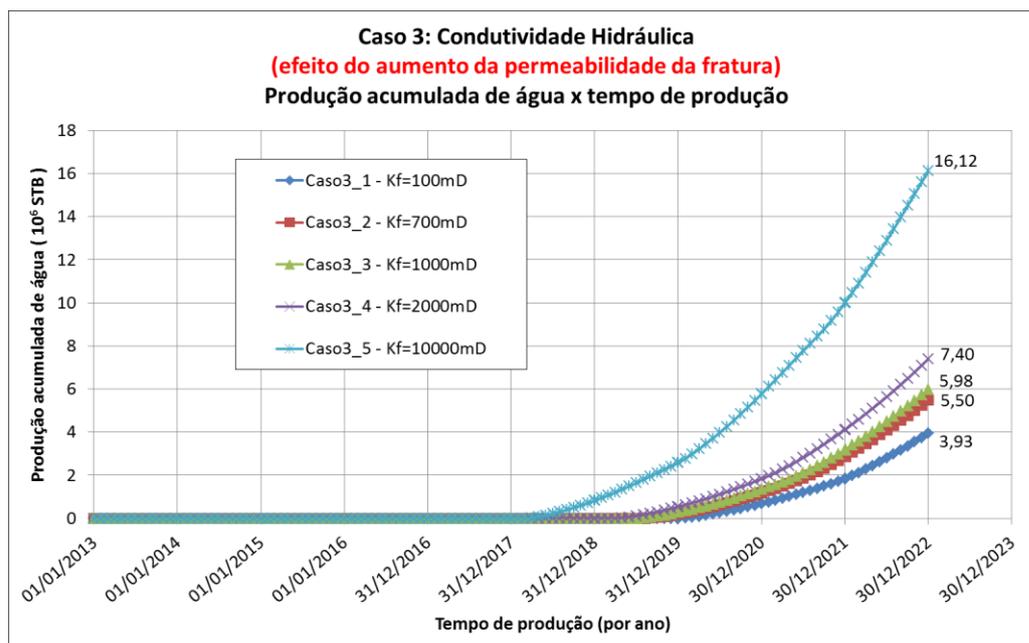


Figura 4. 7 - Produção acumulada de água para os modelos do Caso 2B.

Conforme visto na Figura 4. 7, o efeito do aumento da permeabilidade do sistema de fraturas para um modelo de permeabilidade da matriz constante, ou seja, o aumento no contraste entre essas duas permeabilidades é um fator ruim para o bom desenvolvimento do modelo. À medida que a permeabilidade das fraturas aumenta, torna-se mais rápido o escoamento dos fluidos pelo seu interior. Assim, não havendo tempo suficiente para efetivar as trocas de fluidos entre fraturas e bloco de matriz, a água que está sendo injetada no modelo tende a tomar esses caminhos preferências que são as fraturas e atingir precocemente o poço produtor.

Essa constatação é cabível com o que foi apresentado na seção 2.1.6, onde foi relatado que as permeabilidades dos dois meios são essenciais para o deslocamento de fluidos e que elas atuam inversamente ao bom desenvolvimento do campo, pois uma vez que se aumenta a permeabilidade da matriz é favorecida a troca de fluidos entre matriz e fraturas, e por outro lado, quando a permeabilidade da fratura é aumentada é prejudicada essa troca entre os meios. O resultado é um retardamento no tempo de *breakthrough* no primeiro caso e uma antecipação no último caso. Em outras palavras, o aumento no contraste de permeabilidade entre os meios antecipa a chegada de água ao poço produtor.

4.3.

Resultados Etapa 3 – Corredores de fraturas e camadas de super-permeabilidade (super-K)

Um dos grandes problemas encontrados no desenvolvimento de reservatórios fraturados é a mudança na direcionalidade estimada para a água injetada em função da presença de corredores de fraturas.

A Figura 4. 8 a seguir retrata a sequência da produção do primeiro modelo de corredor de fraturas proposto, Modelo Corredor 1, em comparação com um modelo idêntico onde não foi considerada a existência do corredor com o objetivo de mostrar a relevância de uma boa caracterização.

Para o modelo sem fraturas é esperada uma varredura circular bem comportada como mostra a sequência da esquerda da Figura 4. 8. Por outro lado, a sequência da direita do Modelo Corredor 1 exibe uma mudança na direção de fluxo quando a água injetada atinge o corredor de fraturas. Neste último caso fica evidente o impacto da presença desses corpos na exploração de um reservatório de petróleo.

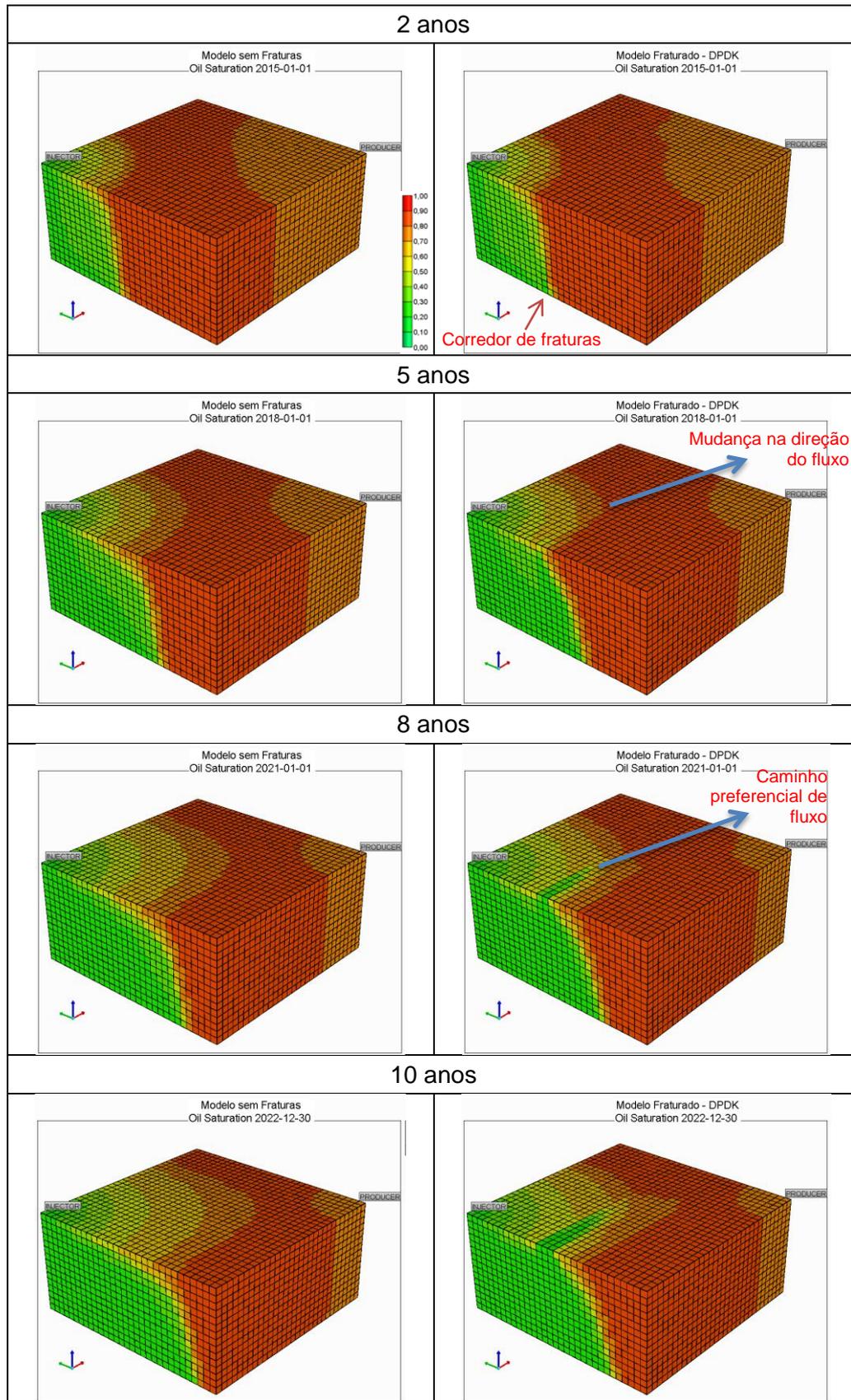


Figura 4. 8 – Sequência da produção do Modelo Corredor 1 (direita) e de um modelo idêntico sem o corredor de fraturas (esquerda).

Em primeiro lugar cabe destacar que o modelo aplicado é um modelo DPDK, assim, ocorre fluxo também entre os blocos de matriz justificando o fluxo de água fora do sistema de fraturas.

Por meio da sequência de produção exibida pela Figura 4. 8 pode-se notar que em 2 anos a água atinge na base o corredor de fraturas. Neste momento o fluxo de água tende a preencher o corredor tanto horizontalmente quanto verticalmente a uma velocidade de fluxo maior que a da matriz. Em 5 anos percebe-se a mudança no comportamento de fluxo na camada de topo do modelo. Em 8 anos é notável no topo do modelo a circulação de água preferencialmente na direção do corredor de fraturas. E a simulação se encerra em 10 anos com o Modelo Corredor 1 varrido de forma bastante irregular.

A Figura 4. 9 abaixo ilustra a base dos modelos em questão onde é visível a trajetória da água seguindo o corredor de fraturas.

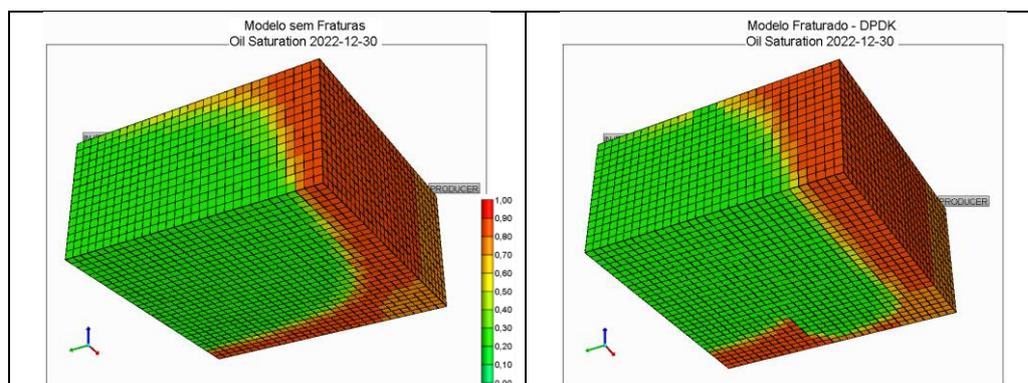


Figura 4. 9 – Vista inferior do fim da simulação do Modelo Corredor 1 (direita) e do modelo sem corredor de fraturas (esquerda).

O segundo modelo de corredor de fraturas proposto, elaborado a partir do exemplo de Uba et al. (2007) foi o Modelo Corredor 2 onde a configuração do corredor de fraturas é mais complexa do que a do caso anterior.

A sequência de produção do Modelo Corredor 2, exposto pela Figura 4. 10, exhibe o deslocamento da água injetada seguindo a direção dos corredores de fraturas. As setas salientam a trajetória do deslocamento de água. Neste modelo é possível observar que o sentido do fluxo pode mudar, como o ocorrido no tempo de 4 anos. Em 4,5 anos é observada a chegada de água ao poço produtor. Pela Figura 4. 10 também é possível visualizar que regiões do modelo próximas ao poço injetor podem não ser varridas pela água.

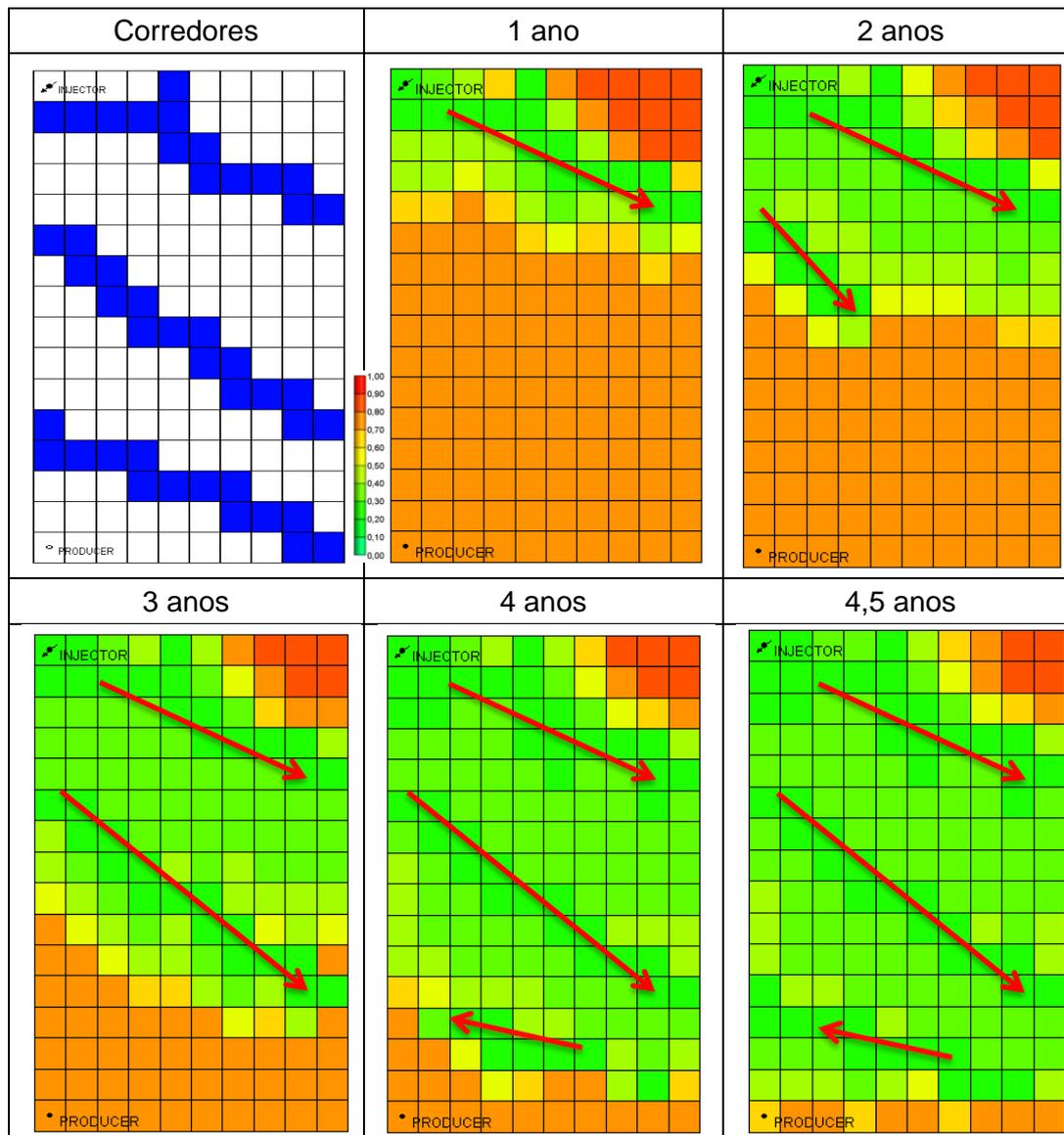


Figura 4. 10 – Sequência de produção do Modelo Corredor 2. Detalhe para a trajetória de deslocamento da água.

O último exemplo com corredor de fraturas também foi elaborado a partir de um exemplo de Uba et al. (2007), contudo este modelo, Modelo Corredor/SuperK, apresenta e busca identificar o efeito de uma camada de super-permeabilidade, ou super-K.

O Modelo Corredor/SuperK é constituído por um corredor de fraturas, como o do primeiro modelo de corredor de fraturas, localizado na posição (i10) e por uma camada de super-permeabilidade (800 mD) localizada na camada 18. O posicionamento dos poços é avaliado neste modelo e cumpre lembrar que o poço produtor Prod2 intercepta a camada de super-K, enquanto que o poço Prod4 intercepta o corredor de fraturas.

A Figura 4. 11 exibe a sequência de produção deste modelo segundo a vista superior da camada 18.

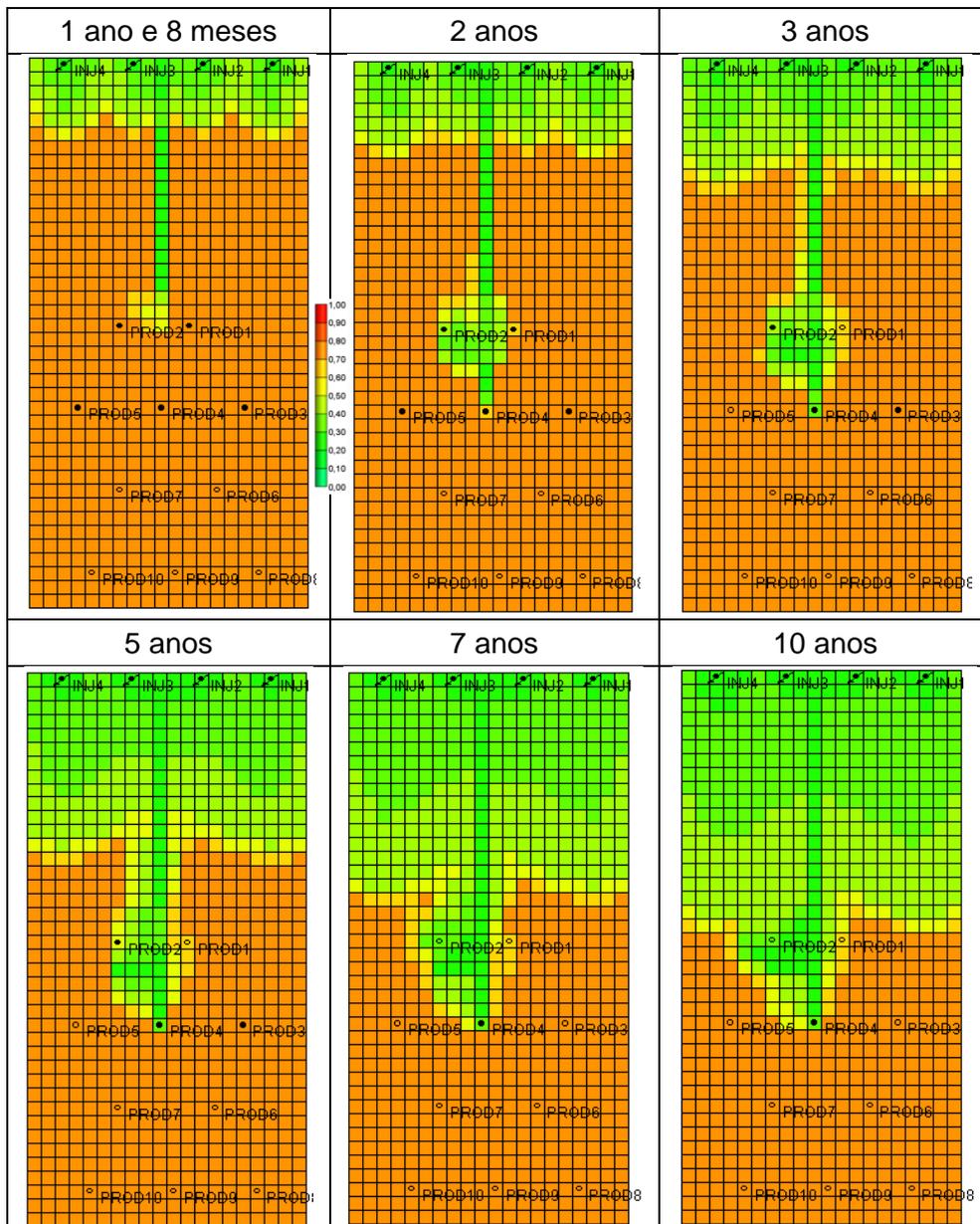


Figura 4. 11 – Comportamento da produção do Modelo Corredor/SuperK (vista superior da camada 18).

Conforme visto na Figura 4. 11, a água injeta segue preferencialmente pelo corredor de fraturas até que atinge a camada de super-K em 1 ano e 8 meses de produção. A partir de então, a água que segue verticalmente pelo corredor também se espalha horizontalmente pelo modelo por meio da camada de super-K atingindo o poço produtor Prod2. Nesse momento, a camada de super-K atua de forma a aumentar a troca vertical de fluidos com os blocos de matriz.

A Figura 4. 12 mostra o comportamento do fluxo de acordo com a vista lateral do modelo por um plano perpendicular ao eixo j, localizado entre o poço injetor INJ3 e o poço produtor Prod2. Nesta sequência é possível observar, mesmo a certa distância dos poços injetores, o início de uma varredura vertical do modelo induzida por meio da camada de super-permeabilidade.

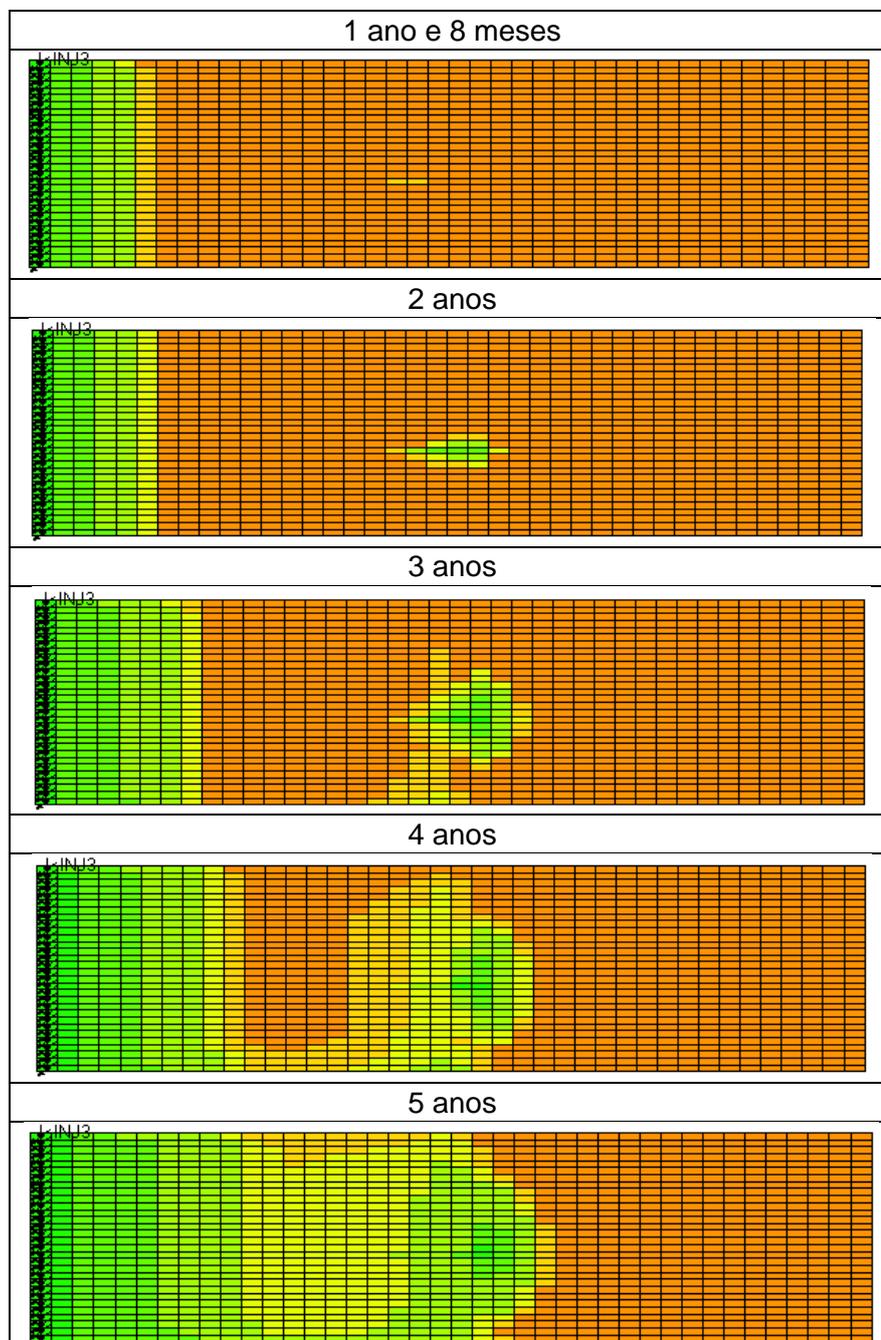


Figura 4. 12 – Comportamento irregular de varredura do Modelo Corredor/Super-K nos 5 primeiros anos de produção.

O comportamento da produção deste modelo ao longo do tempo de simulação é exibido pela Figura 4. 13. Nota-se nesta figura que logo após o

início de produção há uma queda na pressão média do mesmo, em função dos vários poços de produção que foram inicializados todos juntos, porém logo a pressão média se estabiliza e se mantém estável por todo o tempo de simulação. A água injetada pelos quatro poços injetores, que primeiramente alcança o poço produtor Prod4 em um tempo de *breakthrough* de cerca de 2 anos, apresenta uma rápida e crescente produção acumulada. Em seguida, a Figura 4. 14 ilustra o corte de água apresentado pelo modelo.

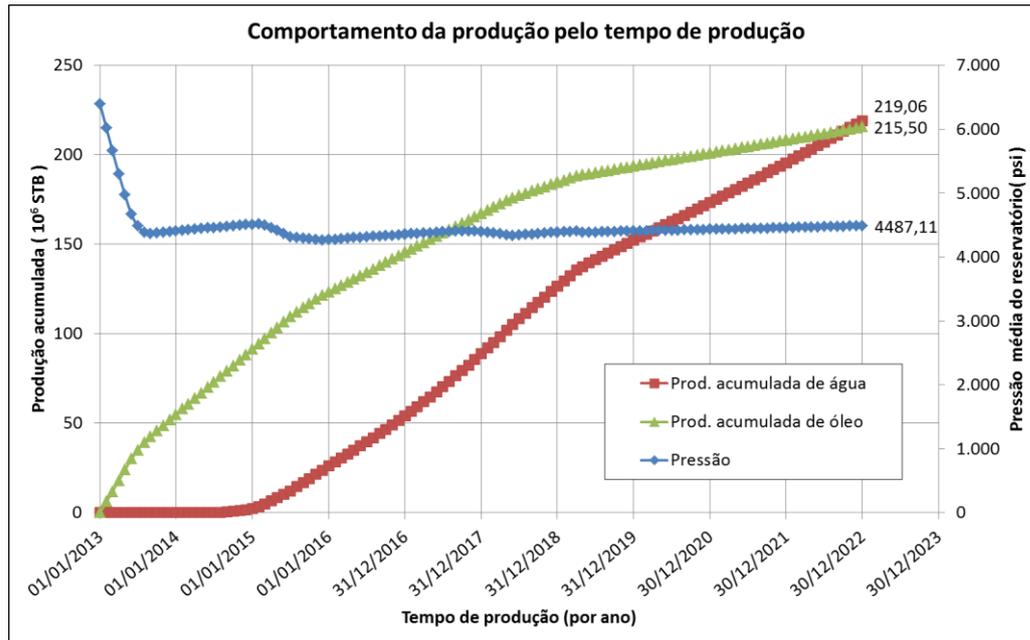


Figura 4. 13 – Comportamento da produção do modelo Corredor/Super-K.

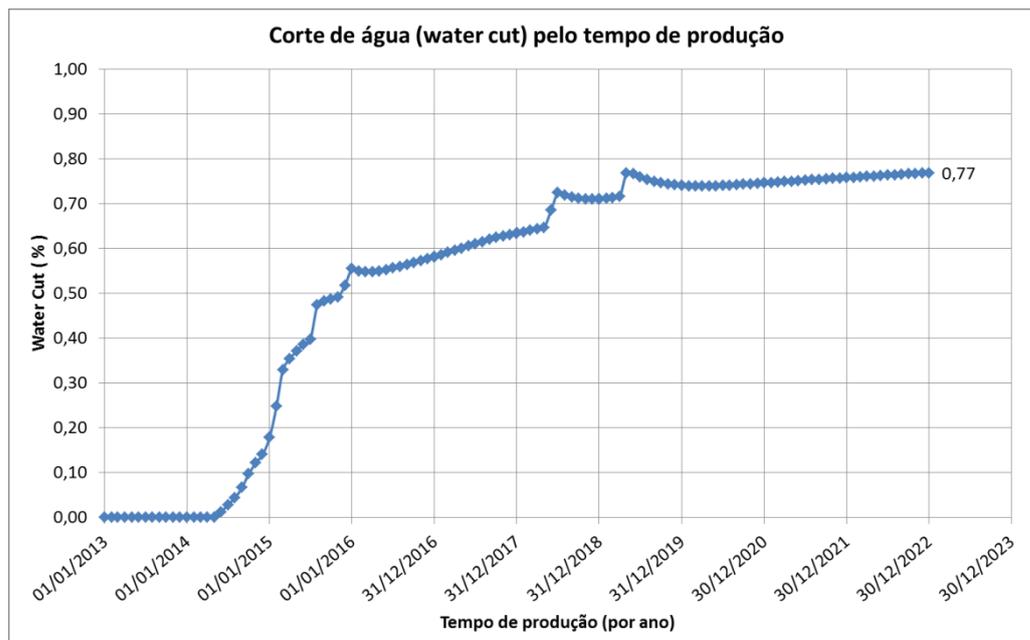


Figura 4. 14 – Corte de água apresentado pelo Modelo Corredor/Super-K.

4.4. Resultados Etapa 4 – Modelos alternativos de dupla-porosidade

Conforme abordado na seção 2.2.4 existem dois modelos que são variações do modelo de dupla-porosidade (DP), criados na tentativa de melhor simular os processos de recuperação desenvolvidos na produção de reservatórios fraturados.

A Figura 4. 15 exibe o comportamento apresentado por cada um dos modelos apresentados neste trabalho, o modelo DP, o modelo DPDK e os modelos alternativos, modelo de SD e modelo MINC. Nota-se que os modelos apresentam resultados bem variados. Os modelos DP e MINC seguem com a mesma resposta de pressão até que se atinja o *breakthrough*, quando o modelo DP tende a se estabilizar enquanto o modelo MINC segue com sua pressão média sendo aumentada. A grande diferença fica pelo comportamento de pressão obtido pelo modelo SD, no qual o bloco de matriz é subdividido verticalmente de modo a considerar o termo de posição do potencial de fluxo.

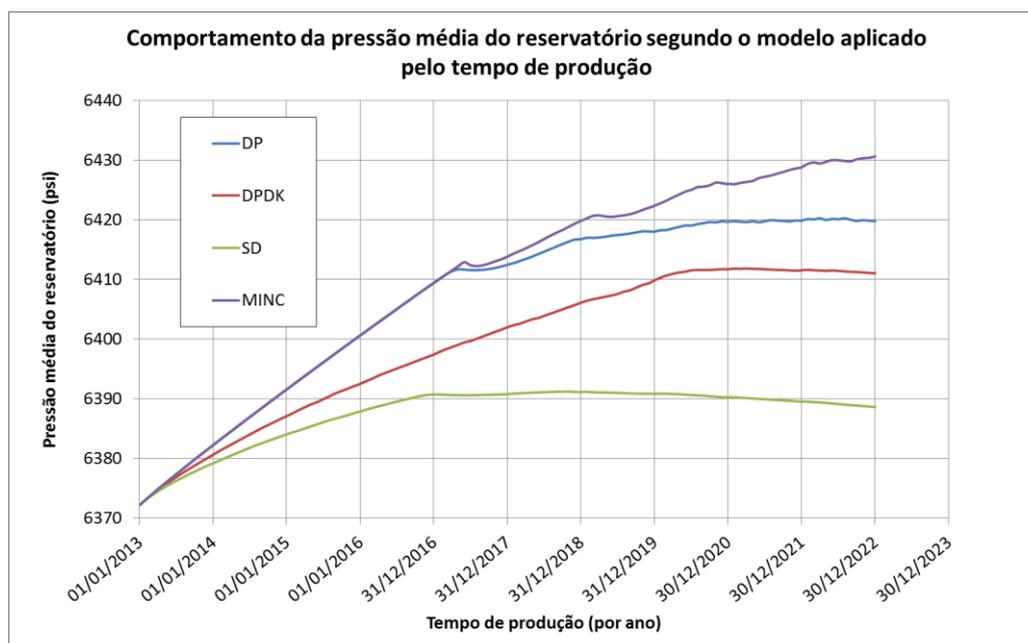


Figura 4. 15 – Comparação das respostas de pressão dos modelos de dupla-porosidade DP, DPDK, SD e MINC.

Em seguida a Figura 4. 16 apresenta um comparativo da produção acumulada de água gerada para cada modelo. Nesta figura, pode-se observar que o modelo MINC produz uma resposta muito próxima à do modelo DP, enquanto que o modelo SD produz um volume maior de água. Quanto à

produção de água do modelo DPDK, é significativa a diferença do volume alcançado por este modelo em comparação com os demais.

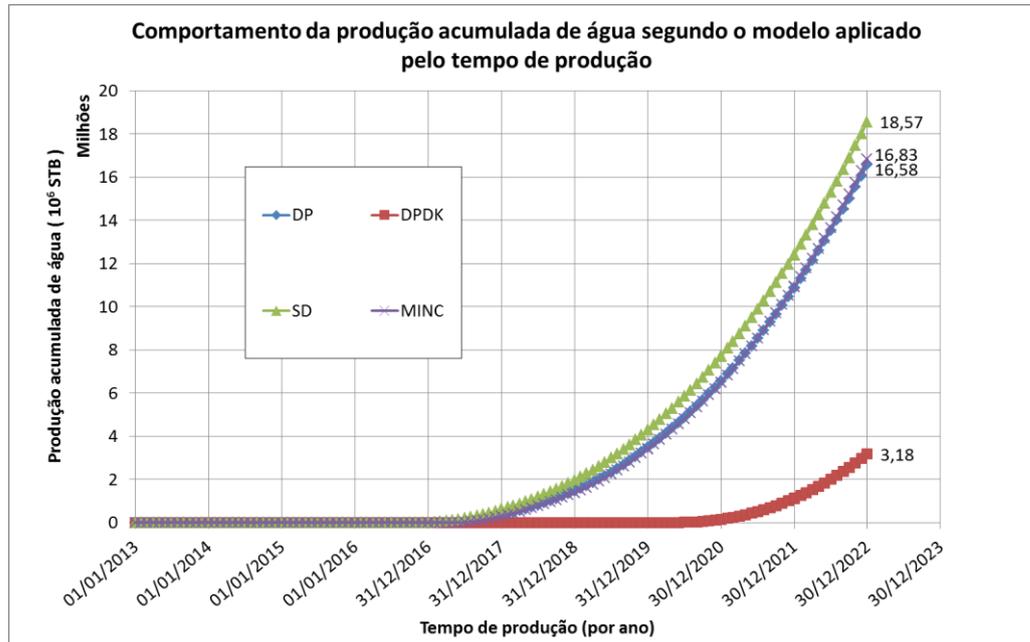


Figura 4. 16 – Comparação do volume acumulado de água produzido pelos modelos DP, DPDK, SD e MINC.

Outro ponto discutido quanto à aplicação dos modelos alternativos de dupla-porosidade foi a questão do aumento no custo computacional. Desta forma, a Figura 4. 17 exibe o tempo de simulação despendido para cada modelo.

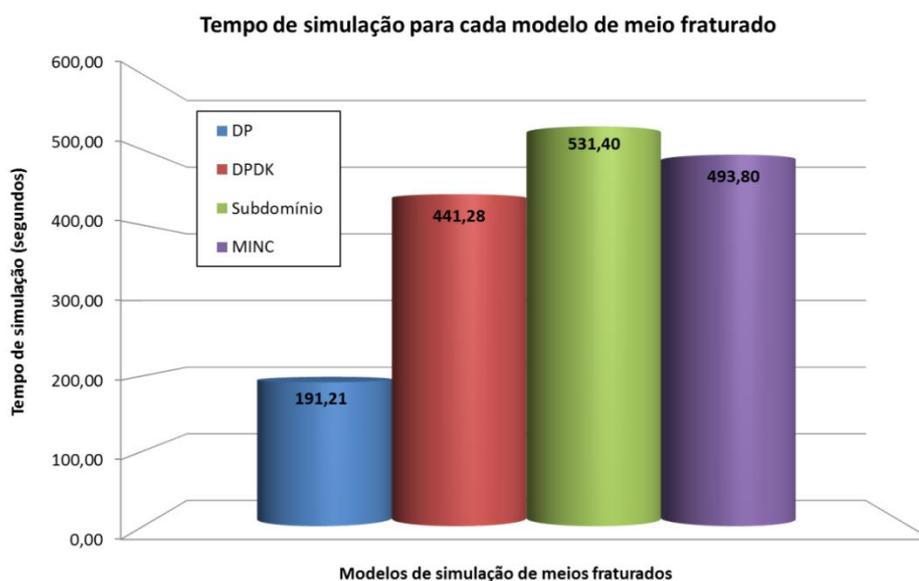


Figura 4. 17 – Comparação do tempo de simulação dos modelos DP, DPDK, SD e MINC.

Esta comparação do tempo gasto na simulação revela que se por um lado o modelo DP é o mais rápido, por outro lado as suas variações são realmente mais lentas em termos de tempo de rodada do simulador. O modelo DPDK foi 2,3 vezes mais lento que o modelo DP em função das trocas de fluidos entre blocos de matrizes, contudo ainda foi mais rápido que os modelos alternativos. Os modelos MINC e SD foram, respectivamente, 2,6 e 2,8 vezes mais lentos que o modelo DP.

Cumprе ressaltar que esses modelos representam um *grid* com 14.415 blocos no total e se for pensar, por exemplo, nos campos gigantes do Oriente Médio onde são realizadas simulações de *grids* com aproximadamente 9 milhões de células (Uba et al., 2007), pode-se compreender a questão do custo computacional impactando na aplicação de modelos de reservatórios fraturados.

4.5. Resultados Etapa 5 – Modelo GTEP

O Modelo GTEP foi construído de modo a simular um caso de maior complexidade elaborado a partir de uma seção do modelo utilizado por Fung e Al-Shaalan (2005) no estudo de um reservatório carbonático gigante do Oriente Médio.

Conforme proposto na seção 3.5, esse modelo foi comparado ao modelo apresentado por Cosentino et al. (2002). Assim, aplicado o esquema de produção A, Figura 3. 14, conseguiu-se obter resposta similar à do modelo de comparação, de acordo com a Figura 4. 18 a seguir.

Como era esperado, o fluxo de água injetada segue o caminho preferencial dos corredores de fraturas e atinge os poços cuja trajetória intercepta tais corredores. Embora ocorram algumas pequenas diferenças localizadas, o Modelo GTEP corresponde bem à resposta apresentada pelo modelo de exemplo, onde poços localizados a uma menor distância dos poços injetores não apresentam produção de água enquanto outros localizados mais distantes já sofreram *breakthrough*. Por exemplo, o poço Prod2 é atingido pela água, porém os poços Prod7 e Prod8 mesmo localizados mais próximos dos injetores não são atingidos.

Por fim, os dois outros esquemas de produção (B e C) apresentados pela Figura 3. 14, foram testados e seus resultados são apresentados pela Figura 4. 19 a seguir.

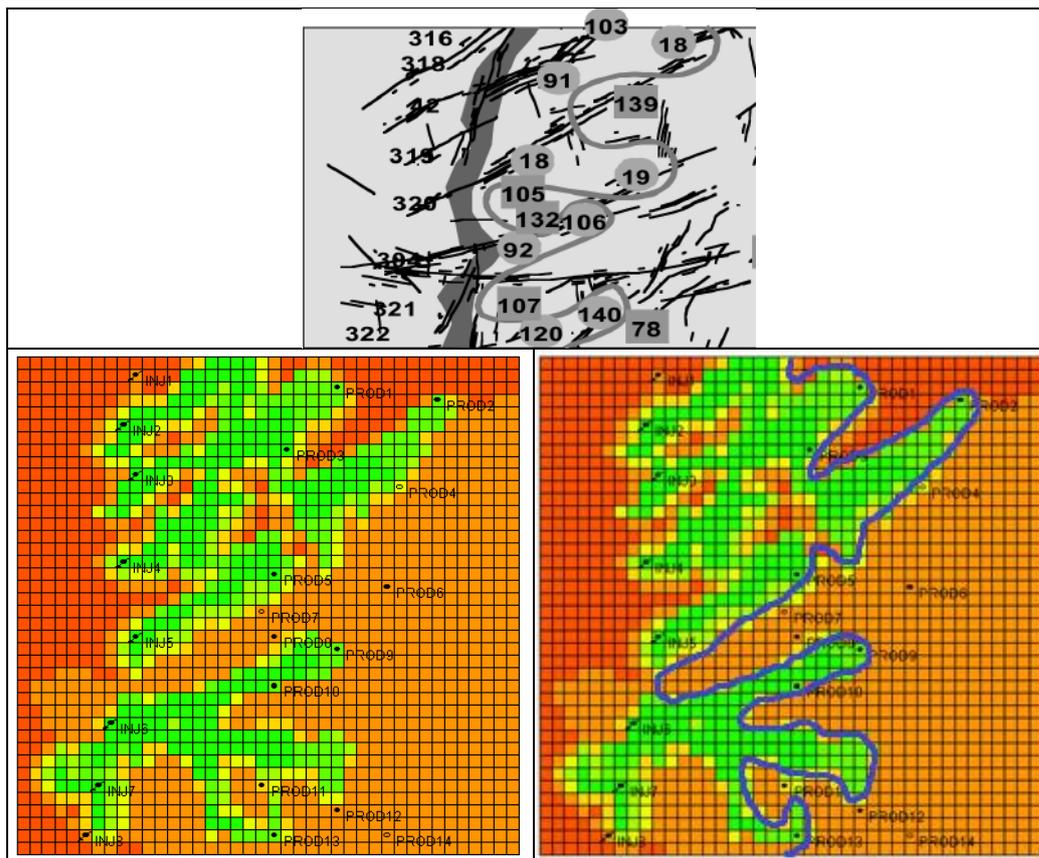


Figura 4. 18 – Comparação do Modelo GTEP com o modelo de Cosentino et al. (2002).

De acordo com a Figura 4. 19, é possível observar, novamente, como a posição tanto de poços injetores quanto de poços produtores é um fator crítico para o desenvolvimento de reservatórios naturalmente fraturados. Nesta figura, visualiza-se que os poços injetores que foram locados em regiões do reservatório não fraturadas, não conseguiram executar satisfatoriamente a sua função, uma vez que, por razão da baixa permeabilidade da matriz, a água injetada penetra mais lentamente na matriz rochosa. Observa-se ainda, que o esquema de produção B apresenta pior resultado que o esquema de produção C, tendo todos os seus poços encerrados dentro de um tempo de 2 anos de produção. O esquema de produção C não apresenta resultado tão melhor que o B, porém em 2 anos ainda possuía um poço em operação.

Preferiu-se não tratar neste trabalho das questões de operação de poços, como, por exemplo, cimentação de canhoneiros atingidos pela água, uma vez que o objetivo foi mostrar o deslocamento de fluidos pelos caminhos preferenciais existentes dentro de reservatórios de petróleo, ou seja, pelas fraturas naturais.

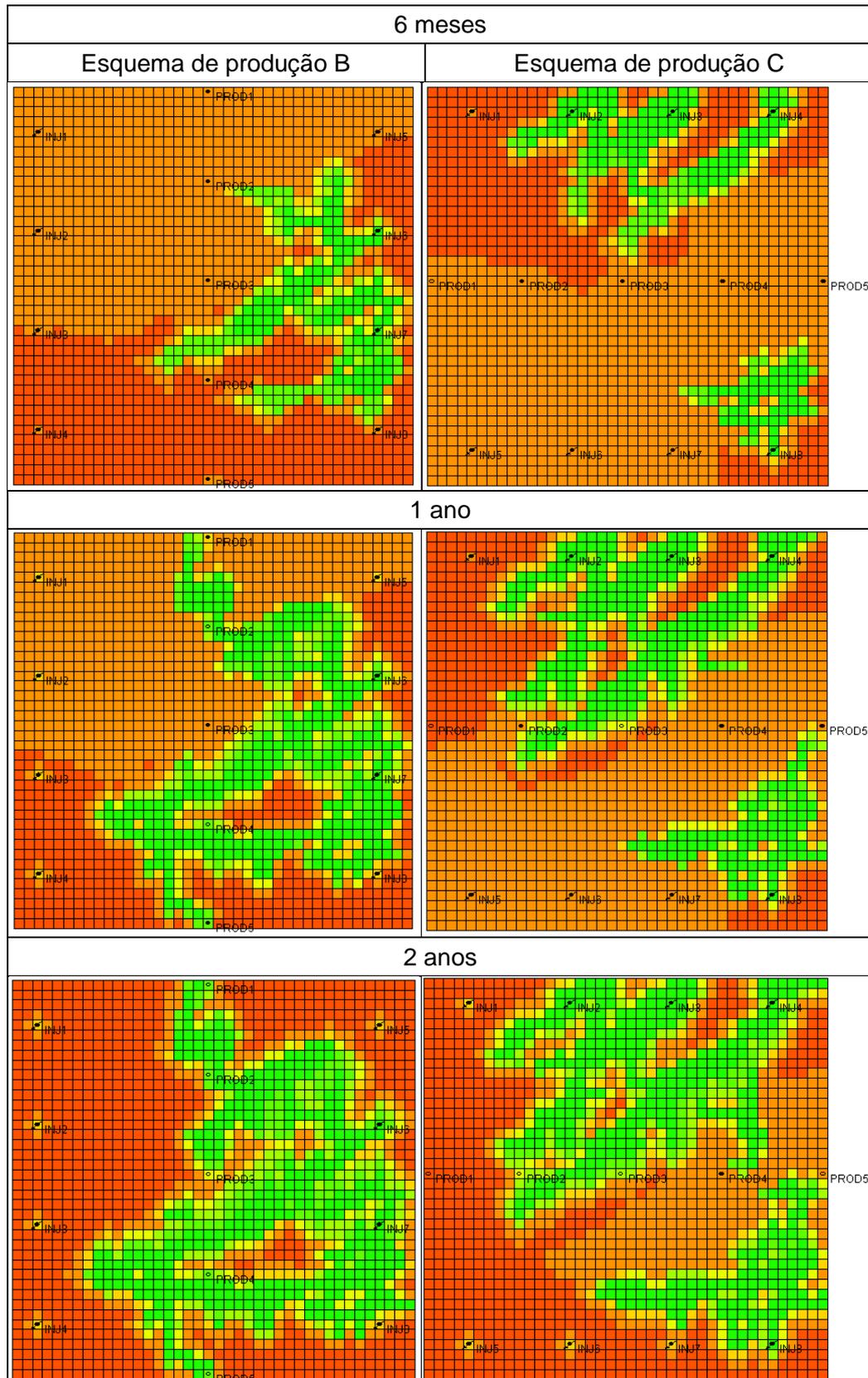


Figura 4. 19 – Sequência de produção do Modelo GTEP segundo dois esquemas diferentes de produção: esquema B (esquerda) e esquema C (direita).