

5 Conclusões

Nesse capítulo são apresentadas as conclusões do estudo realizado e algumas recomendações para trabalhos futuros com base nos resultados obtidos e as análises realizadas no Capítulo 4.

O fator de maior preponderância para o estudo de reservatórios naturalmente fraturados não se trata da presença de fraturas no meio, mais sim do impacto gerado por elas sobre o fluxo dentro do reservatório. Deste modo, pode se encontrar desde um reservatório impermeável e de baixíssima porosidade, onde o fluido é estocado e flui pelo sistema de fraturas, ou um reservatório poroso onde as fraturas garantem sua permeabilidade e até um reservatório onde as fraturas possam estar cimentadas ou fechadas por efeito de tensões, funcionando como barreiras ao fluxo. Enfim, é por meio do impacto sobre o fluxo que são classificados os reservatórios naturalmente fraturados e a partir do qual pode-se realizar estimativas quanto à produtividade do mesmo.

Os reservatórios naturalmente fraturados podem apresentar os seguintes componentes constituintes matriz rochosa, camadas de super-permeabilidade que são constituintes da matriz, mas que se comportam como fraturas horizontais, sendo assim simuladas; as fraturas difusas, que são fraturas de pequena escala bem distribuídas pelo reservatório, também chamadas de fraturas de plano de fundo (*background fractures*); as fraturas de grande escala que interceptam toda a espessura do reservatório e que possuem quilômetros de extensão, chamadas também de corredores de fraturas; e as falhas que como os corredores de fraturas atravessam toda a espessura do reservatório, porém estas se configuram por deslocamentos verticais do meio.

Atualmente a melhor maneira de se modelar reservatórios fraturados é por meio de modelos discretos de fraturas, os chamados DFN (*discrete fracture network*), os quais partem de uma caracterização das fraturas cada vez mais detalhada e geram parâmetros mais precisos para a aplicação em modelo de simulação de fluxo para meios fraturados. Os parâmetros gerados por um modelo DFN (porosidade, permeabilidade direcional e espaçamento das fraturas) servem como dados de entrada para a construção de um modelo de

simulação de fluxo e de acordo com a escolha do modelo de fluxo adotado são tratados de maneira diferente.

A escolha do modelo de simulação de reservatórios naturalmente fraturados é feita de acordo com a escala/estrutura do sistema de fraturas e o tempo estimado de transferência de fluxo entre matriz e fraturas, podendo ser estimado pelo contraste de permeabilidade entre os meios. Os modelos de simulação mais utilizados são os modelos de dupla-porosidade (DP) e o modelo de dupla-porosidade e dupla-permeabilidade (DPDK).

No modelo DP o fluido escoar somente pelo sistema de fraturas, sendo assim, ideal para meios com fraturas difusas bem distribuídas pelo reservatório, ou seja, meios com alta intensidade de fraturas. No modelo DPDK o fluxo pode ocorrer tanto pelas fraturas quanto pela matriz, justificando o termo dupla-permeabilidade. O modelo DPDK é o mais indicado para a simulação de casos reais em virtude do fluxo pela matriz que representam regiões do meio não interceptadas por fraturas.

Por meio da análise paramétrica realizada pôde-se avaliar as diferenças entre os dois modelos de fluxo citados acima aplicados a um mesmo modelo de reservatório. O modelo DPDK revelou um previsão mais otimista em relação ao modelo DP, determinando um tempo para o *breakthrough* de 8 anos, três anos após o modelo DP iniciar sua produção de água. Outra conclusão obtida pela análise paramétrica traz 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*, e por outro lado, o aumento do espaçamento das fraturas gera uma redução deste tempo. Por fim, pôde ser observado que o aumento na permeabilidade do sistema de fraturas, gerando um aumento em seu contraste com a permeabilidade da matriz, não fornece bons resultados para a produtividade do meio, uma vez que não permite que haja tempo necessário para ocorrer as trocas de fluidos entre os meios.

A comparação realizada entre os modelos acima citados e os dois modelos de dupla-porosidade alternativos, os modelos SD e MINC, comprovaram a questão do aumento do tempo de rodada da simulação, o que para campos reais e possíveis campos gigantes pode acarretar em um aumento excessivo do tempo de rodada. Sem contar com o custo de memória computacional despendido para estes modelos. O modelo MINC apresentou resposta muito próxima à do modelo DP, porém para a pressão média revelou um aumento de 10 psi à pressão do modelo DP. Já o modelo SD, o qual considera o efeito

gravitacional dentro de uma célula do *grid*, apresentou resposta bastante diferenciada para a pressão média, contudo uma produção acumulada de água levemente superior à dos modelos DP e MINC.

Novamente ressalta-se que para campos reais é preferível a aplicação do modelo DPK, escolha observada dos autores consultados. Assim sendo, este foi o modelo escolhido para simulação dos modelos com corredores de fraturas. Em todos os modelos com corredores foi sentido o efeito de desvio do fluxo de água tendendo ao corredor de fraturas. No caso onde o corredor interceptava uma camada de super-K, pode-se observar o redirecionamento do fluxo de água tendendo horizontalmente ao corredor e promovendo as trocas verticais de fluidos com os blocos de matriz, facilitada pelo menor contraste de permeabilidade.

Outro ponto de destaque para o desenvolvimento de reservatórios naturalmente fraturados diz respeito ao posicionamento dos poços, sejam eles injetores ou produtores. Caso o poço seja posicionado fora do sistema de fraturas e a matriz não possua permeabilidade necessária ao fluxo, este poço terá problemas de comunicação com o reservatório, produzindo pouco ou não conseguindo injetar fluidos. Caso o poço produtor seja posicionado sobre o sistema de fraturas este de início terá uma alta produção de óleo enquanto a água injetada expulsa o óleo estocado na fratura, porém será atingido mais rapidamente pela água. Para reservatórios naturalmente fraturados o posicionamento de poços é um fator crítico para o desenvolvimento do mesmo, pois conforme pôde ser visualizado pelo exemplo Modelo GTEP a frente de avanço da água pode ser bastante irregular, atingindo poços a grandes distâncias e não chegando em poços próximos aos injetores.

O fato é que para cada reservatório naturalmente fraturado estudado deve-se realizar uma boa caracterização e modelagem de suas características fundamentais, de modo a construir um modelo de simulação de fluxo o mais próximo possível da realidade a fim de realizar previsões de comportamento de produção compatíveis com o real impacto das fraturas ao fluxo. E tendo dados do histórico de produção do reservatório, deve-se correlacioná-los de modo a calibrar o modelo aplicado ao mesmo.

5.1. Trabalhos Futuros

Como sugestões de trabalhos futuros podem ser destacados os seguintes tópicos:

- Analisar a sensibilidade quanto à mobilidade dos fluidos em meios fraturados, por meio da utilização de outros fluidos, por exemplo, de diferentes ρ API ou gás;
- A partir de dados de histórico de produção, realizar um ajuste de histórico de um modelo de reservatório naturalmente fraturado;
- Simulação de fluxo em um caso real de reservatório naturalmente fratura, a partir dos dados gerados pela sua modelagem DFN (*Discrete Fracture Network*);
- A partir de um modelo discreto de fraturas - DFN, analisar a influência das dimensões adotadas para a célula do grid de simulação (por exemplo: 100x100m, 200x200m, maior ou menor), pois para um determinado tamanho de célula é necessário obter os parâmetros equivalentes do meio de fratura para este exato tamanho de célula no modelo DFN;
- Para estudos em pequena escala, realizar uma comparação do modelo de dupla-permeabilidade com um modelo discreto do meio fraturado, o chamado DFM (*Discrete Fracture Model*) onde tanto o sistema de fraturas quanto a matriz são discretizados;
- Estudar os reservatórios naturalmente fraturados pelo ponto vista da geomecânica, ou seja, avaliar o efeito das variações de tensões sobre o deslocamento de fluidos dentro de reservatórios fraturados, por exemplo, o fechamento de fraturas devido às variações de poropressão. Os processos de acoplamento geomecânico para esses casos, e que utilizem modelos de dupla-porosidade, precisam atualizar os parâmetros para dois grids distintos: o da matriz e o das fraturas.