6 Conclusão

Neste trabalho desenvolveu-se uma solução computacional capaz de gerar modelos de simulação de reservatório que ajustem adequadamente as curvas de produção, preservando a consistência e a continuidade geológica do reservatório. O modelo de solução combinou os benefícios proporcionados pela Geoestatística de Múltiplos Pontos e pela Computação Paralela com Algoritmos Genéticos Coevolutivos, para otimizar simultaneamente as propriedades do modelo computacional de um reservatório de petróleo. Conforme dissertado no trabalho, o ajuste das propriedades do modelo se traduz em um problema de otimização complexo. Encontrar uma solução que ajuste o histórico de produção e mantenha a consistência geológica do reservatório não é uma tarefa simples, uma vez que várias configurações dos parâmetros podem resultar em um bom ajuste entre os dados simulados e observados, mesmo não mantendo a consistência e a continuidade geológica do reservatório.

No Modelo de Solução I, aproveitou-se a capacidade dos Algoritmos Genéticos Coevolutivos de lidar com problemas complexos de otimização, bem como a capacidade da Geoestatística Multiponto de gerar mapas de propriedades petrofísicas mais realistas. Através da integração da solução com um software distribuidor de tarefas, permitiu-se a distribuição das simulações e conseqüentemente um melhor aproveitamento do potencial nato de busca paralela dos algoritmos evolutivos. O modelo mostrou-se bastante promissor, quando submetido à otimização simultânea de duas propriedades, apresentando um ajuste satisfatório das curvas de produção e dos mapas de permeabilidade e de porosidade do reservatório. Segundo a métrica de desempenho adotada, *RMSE (Root Mean Square Error)*, o Modelo de Solução I apresentou uma redução do erro associado ao ajuste das curvas de produção para o período definido como histórico de 88,37% e para o período de previsão de 92,69%, em relação ao caso base. Para os mapas de permeabilidade e porosidade o modelo também apresentou reduções consideráveis, sendo, respectivamente, de 65,88% e 75,63%.

Através de estudos realizados sobre os resultados obtidos com o Modelo de Solução I, percebeu-se a possibilidade de melhorar o desempenho da solução proposta por meio de algumas alterações no operador de inicialização das populações. O Modelo de Solução II utilizou um método de inicialização das populações entre rodadas que aproveita a melhor solução encontrada na rodada

anterior, como semente inicial, para gerar parte dos indivíduos integrantes da população inicial da próxima rodada. O Modelo de Solução II apresentou desempenho superior ao seu antecessor, encontrando uma solução que ajustasse melhor tanto as curvas de produção quanto os mapas de permeabilidade e porosidade, simultaneamente. Utilizando a mesma métrica de desempenho adotada para a avaliação do Modelo de Solução I, *RMSE* (*Root Mean Square Error*), obteve-se um erro associado ao ajuste das curvas de produção para o período definido como histórico e de previsão, respectivamente, de 9% e 3,48% menores. Quando comparados, os mapas de permeabilidade e de porosidade encontrados pelo Modelo de Solução II apresentaram, respectivamente, 2,78% e 7,81% menores em relação a melhor solução encontrada pelo Modelo de Solução I.

Ao ser aplicado a um modelo de simulação cujas características se assemelham a de um reservatório real, o Modelo de Solução II realizou um ajuste satisfatório das curvas de produção. A redução do erro associado ao ajuste das curvas de produção para o período definido como histórico foi de 83% e para o período de previsão foi de 95%, em relação ao caso base. O Modelo de Solução também apresentou reduções consideráveis dos erros associados aos mapas de permeabilidade e porosidade, sendo, respectivamente, de 62% e 63%.

Ao incluir os novos operadores de cruzamento, mutação e de inicialização de população no modelo de solução de [3], obteve-se um ganho considerável de desempenho no processo de ajuste de histórico de produção pela otimização de uma propriedade do modelo de simulação de reservatório. Esse Modelo Adaptado foi submetido a duas análises. Na primeira análise, apesar de ter apresentado um *RMSE* de ajuste de histórico das curvas de produção igual ao obtido pelo modelo original, o modelo adaptado alcançou um menor erro de previsão proporcionado por um melhor ajuste do mapa de permeabilidade, o qual apresentou um *RMSE* 13% menor quando comparado com o modelo original. O resultado da segunda análise também demonstrou um aumento de desempenho em relação ao modelo original, apresentando uma redução considerável no *RMSE*, sendo de 25% para o período de histórico, 11% para a previsão e de 19% para o mapa de permeabilidade, confirmando assim, um desempenho superior dos novos operadores genéticos em relação aos originais.

Por fim, este trabalho vem corroborar a afirmação de [3] que diz:

“o modelo é suficientemente flexível e, portanto, não está restrito a uma ou outra propriedade do reservatório.”

É importante resaltar que a identificação das propriedades mais importantes para o ajuste adequado do modelo de simulação, assim como a definição das imagens de treinamento correspondentes, são tarefas atribuídas ao especialista.

O novo operador de inicialização das populações iniciais entre rodadas buscou privilegiar soluções já encontradas pelo algoritmo genético, posicionando-o na direção das melhores soluções dos mapas de propriedades, uma vez que a função de avaliação analisa somente o ajuste das curvas de produção. Esta alteração apresentou um aumento considerável no desempenho do modelo de solução.

Trabalhos Futuros

Neste trabalho, procurou-se dar mais um passo para o avanço da pesquisa no tema ajuste de histórico. Mesmo com os bons resultados observados, há diversas possibilidades de trabalhos futuros para encontrar um modelo de solução mais eficiente para o problema do ajuste de histórico.

Como trabalhos futuros sugere-se o estudo de uma função de avaliação que privilegie não só um bom ajuste de curva, mas também a conformação do mapa da propriedade de interesse. Também seria interessante analisar o efeito da utilização de uma taxa adaptativa para o parâmetro taxa de anulação, quando este for aplicado entre rodadas.

Como o modelo de solução já está preparado para distribuir as tarefas pode-se buscar uma integração com um simulador de linhas de corrente para identificar a região mais propensa a ser ajustada através das informações de volume poroso varrido e volume poroso drenado. Esta integração poderia melhorar a eficiência do operador de mutação que atualmente atua com uma propagação radial em torno do poço.

Outra proposta é a utilização de um algoritmo genético coevolutivo com inspiração quântica [51]. Por necessitar de menos avaliações poder-se-ia

explorar melhor os métodos de seleção de colaboradores e principalmente o tamanho do grupo de colaboradores. Ainda nessa linha, também seria interessante substituir o simulador de reservatório por um aproximador (*Proxy*), o que reduziria o tempo de simulação.

Por fim, a próxima etapa deste trabalho é a inclusão do modelo desenvolvido como um *plug-in* no Sistema Integrado de Gerência de Reservatórios (*OCTOPUS*).