

Melhoria da Estratégia de Exploração de Campos de Petróleo Desenvolvidos

André Leite Carron

Introdução

A definição da estratégia de exploração depende do estágio em que o campo se encontra. Na fase de produção, o gerenciamento torna-se ainda mais importante, sendo necessário o monitoramento contínuo da produção de forma a obter informações e compreender o comportamento do reservatório, possibilitando assim controlar e intervir nos poços de maneira adequada. Além disso, torna-se necessária a análise da estratégia selecionada, avaliando-se a possibilidade de alterações devido a mudanças no cenário econômico, às limitações das plantas de processo, melhor conhecimento geológico e avanços tecnológicos que permitam o aumento da recuperação.

A otimização da exploração de campos já desenvolvidos apresenta características diferentes e particulares; em especial menor incerteza geológica, justificando análise mais detalhada e propostas de modificações mais refinadas. Principalmente em campos marítimos, observam-se na prática duas grandes linhas de estudo para a estratégia de exploração: a perfuração de novos poços produtores e injetores e as mudanças nas capacidades de processamento de fluidos. Quando comparados com a recuperação por injeção de água, os métodos especiais de recuperação tais como métodos miscíveis, térmicos e químicos, entre outros, são menos usados em campos marítimos, dependendo das características do reservatório.

Metodologia

A metodologia desenvolvida utiliza a simulação numérica como ferramenta principal. Para os estudos de otimização, o programa utilizado permite a avaliação de vários cenários e a comparação entre eles de maneira a auxiliar a tomada de decisão em relação à adoção de determinada estratégia. O módulo de otimização do DMS® utiliza uma heurística baseada na Busca Tabu (Glover e Laguna, 1997), Busca Dispersa (Glover *et al.*, 2003) e Branch-and-Bound (Land e Doig, 1960).

O mapa de qualidade é usado na busca de áreas que apresentem potencial para a perfuração de novos poços, injetores e/ou produtores, bem como na recompletação ou conversão de poços, além de também poder ser utilizado como critério de classificação de poços produtores. Os mapas são elaborados na data correspondente ao final do período (Mapa de Qualidade Final – MQF), baseado nos trabalhos de Guimarães (2005) e Ferreira e Schiozer (2010).

A proposta é utilizar as variações (ΔN_p , ΔW_p , ΔG_p) em vez de valores absolutos (N_p , W_p , G_p), conforme Figura 1, e apresentar: Função ΔW , onde $\Delta W = \Delta W_p / \Delta N_p$; Função ΔG : relação entre ΔG_p e GOR (Tabela 1).

A variação da produção acumulada ΔN_p , ΔW_p e ΔG_p , da data atual até o final da produção, é calculada pela diferença da simulação com o poço avaliado e a simulação sem o mesmo poço. Os valores de RGO e Q_o são aqueles relacionados aos poços na data atual.

A metodologia e o processo de otimização são apresentados nas Figuras 2 e 3.

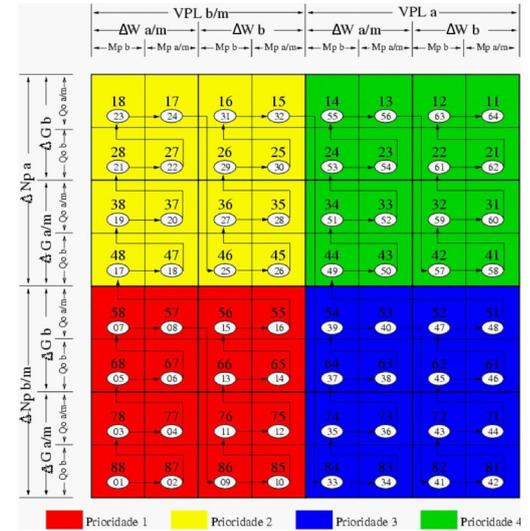


Figura 1: Critério de Classificação (Baseado em Schiozer *et al.* 2002 e Guimarães 2005)

Tabela 1: Função ΔG como função de RGO e variação de G_p

ΔG_p	RGO	ΔG
Alto	Alto	Alto
	Médio	
	Baixo	
Médio	Alto	Alto
	Médio	Médio
	Baixo	Médio
Baixo	Alto	Alto
	Médio	Médio
	Baixo	Baixo

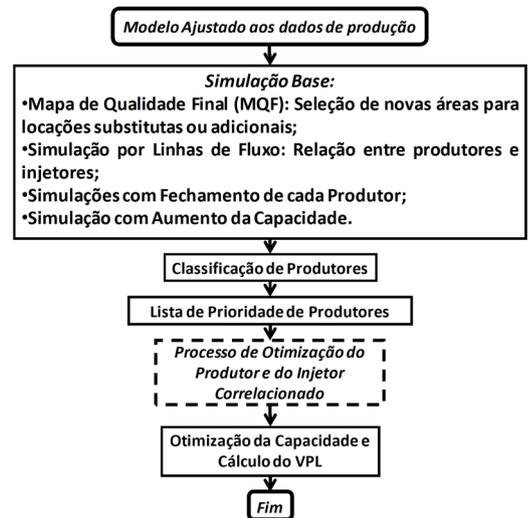


Figura 2: Fluxograma da Metodologia

Aplicação e Resultados

A Figura 4 mostra o mapa de qualidade final do modelo, onde duas regiões são delimitadas para locais de poços adicionais ou substitutos.

O critério para delimitar a região foi dependente do conhecimento e experiência do profissional. A relação entre produtores e injetores é estabelecida a partir da opção de geração de linhas de fluxo com os resultados da simulação numérica, considerando a data inicial da previsão.

"O gerenciamento da produção tem se tornado uma atividade cada vez mais complexa e desafiadora, onde relações interdisciplinares tornam-se necessárias."

INTERESSES ESPECIAIS:

- [UNISIM](#)
- [Publicações UNISIM](#)
- [Portal de Simulação de Gerenciamento de Reservatórios](#)
- [UNIPAR](#)
- [Edições anteriores](#)

LINKS:

- [Unicamp](#)
- [Cepetro](#)
- [Dep. Eng. Petróleo](#)
- [Fac. Eng. Mecânica](#)
- [Ciências e Eng. de Petróleo](#)

PÓS-GRADUAÇÃO:

Ciências e Engenharia de Petróleo: interessados em Mestrado e Doutorado na área de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo [cliquem aqui](#).

"É necessária uma avaliação da produção para a identificação de oportunidades de melhoria da recuperação e da economicidade."

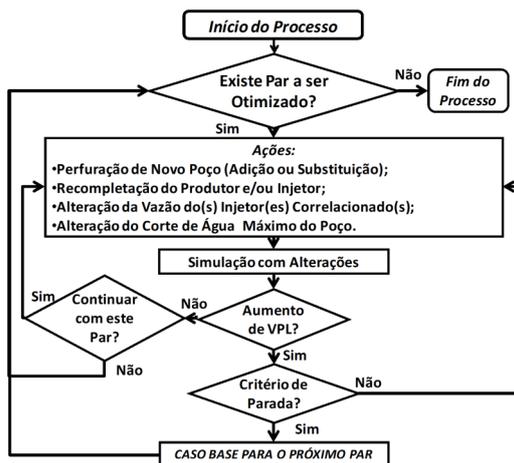


Figura 3: Fluxograma do Processo de Otimização

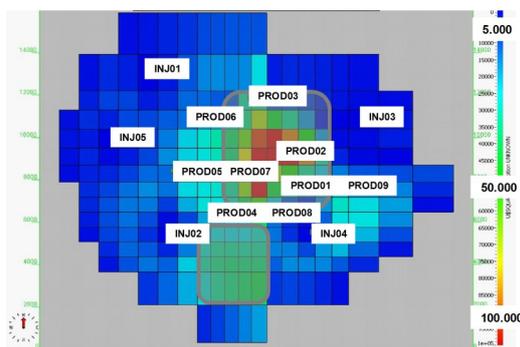


Figura 4: Mapa de Qualidade na Data Final.

Aplicou-se a metodologia proposta, com critério de parada o número de 150 simulações para cada caso e avaliou-se o conjunto de soluções para verificar a convergência da ferramenta para a solução de maior VPL. A Figura 5 mostra a evolução dos casos (onde cada par otimizado serve de caso base para o seguinte) até o caso final (onde há o aumento da capacidade de tratamento de água).

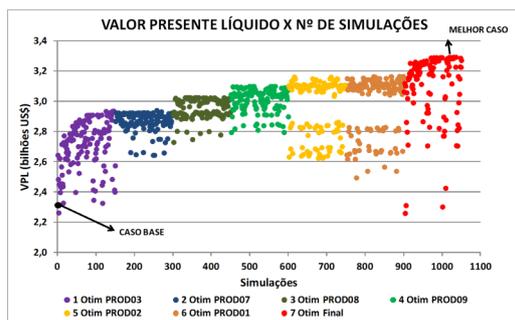


Figura 5: Evolução do VPL ao longo do processo de otimização

Para avaliar o desempenho dos poços após a otimização, a Figura 6 mostra a contribuição dos poços para o campo antes e depois do processo. A ferramenta de otimização optou por substituir o poço PROD03 pelo SUB01 e adicionar o poço SUB02.

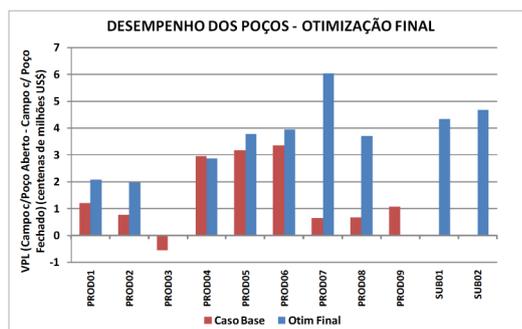


Figura 6: Desempenho dos Poços Antes e Depois da Otimização

Considerações Finais

O mapa de qualidade mostra-se eficaz ao indicar as regiões mais adequadas para novos poços (Figura 6). O aumento da capacidade de tratamento de água em conjunto com a avaliação da injeção e do corte de água limite para fechamento de poços pode trazer aumentos significativos de VPL significativos.

Os resultados mostram que o processo é eficiente ao promover aumentos na produção de óleo e gás, conjuntamente com a diminuição do manuseio de água ou um acréscimo muito pequeno comparado à produção de óleo e gás, promovendo o aumento da recuperação e do VPL do projeto. Além disso, a metodologia é rápida o suficiente para ser testada continuamente na avaliação de reservatórios desenvolvidos. Foi testado ainda um caso mais complexo cujos resultados serão apresentados em Carron (2013).

Referências:

GLOVER, F.; LAGUNA, M. Tabu Search. Kluwer Academic Publishers, Boston, Estados Unidos, 1997.
 GLOVER, F.; LAGUNA, M.; MARTI, R. Scatter Search. Advances in Evolutionary Computation: Theory and Applications, GHOSH, A.; TSUTSUI, S. (Editors), Springer-Verlag, New York, 2003. p. 519-537.
 LAND, A. H.; DOIG, A. G. An Automatic Method for Solving Discrete Programming Problems. Econometrica 28, 1960, p. 497-520.
 CARRON, A. L. Metodologia para Melhoria da Estratégia de Exploração de Campos de Petróleo Desenvolvidos. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013. (defesa prevista para julho de 2013).

Informações sobre o autor:

André Leite Carron é engenheiro civil formado na Escola Politécnica da USP e aluno de mestrado da UNICAMP. Trabalha na Petrobras desde 2004 como engenheiro de reservatórios da Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Campos.

Para maiores informações, visite <https://www.unisim.cepetro.unicamp.br>

OPORTUNIDADES NO UNISIM:

Se você tem interesse em trabalhar ou desenvolver pesquisas no UNISIM, entre em contato conosco.

Interesse imediato em:

- Pesquisador na área de simulação, gerenciamento e caracterização de reservatórios.

Para mais detalhes, [clique aqui](#).



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

Depto. Eng. Petróleo
 Fac. Eng. Mecânica
 Centro de Estudos de Petróleo
 Univ. Estadual de Campinas
 Campinas-SP

Tel: 55-19-3521-1220

Fax: 55-19-3289-4916

unisim@dep.fem.unicamp.br