

## **ESTRATÉGIAS DE DRENAGEM PARA CAMPOS DE PETRÓLEO**

OTAVIO FREITAS NEVES<sup>1</sup>; WILLIAM CHALUB CRUZ<sup>2</sup>; VALMIR FRANCISCO RISSO<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal de Pelotas – otavio\_fneves@hotmail.com

<sup>2</sup>Universidade Federal de Pelotas – williamchalub@hotmail.com

<sup>3</sup>Universidade Federal de Pelotas – vfrisso@gmail.com

### **1. INTRODUÇÃO**

Atualmente, com a alta produção de petróleo e seus derivados todas as atenções estão voltadas para a fonte de energia mais utilizada no mundo. Com a descoberta de novos campos, novas reservas petrolíferas imensas, como as do pré-sal, as indústrias investem cada vez mais em tecnologias e técnicas para o melhor aproveitamento dessas reservas. A maior parte do petróleo produzido no mundo é extraída por companhias multinacionais, cujo objetivo é despender o menor investimento possível em reservatórios de petróleo e obter o maior retorno financeiro diante à grande produção de óleo.

A crescente demanda de petróleo e seus derivados, seu aumento de preços em todo o mundo, só tende acelerar o quadro geral de busca por este produto, vital para a vida da sociedade moderna. Segundo CASTIÑEIRA (2008) suas projeções apontam o petróleo como a principal fonte primária de energia para as próximas duas décadas. De acordo com o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis de 2013 da Agência Nacional do Petróleo o Brasil está na 14<sup>o</sup> posição do ranking mundial de reservas provadas de petróleo, com um volume de 15,3 bilhões de barris. Além disso, o Brasil ocupou a 34<sup>o</sup> posição entre os países que mais produziram petróleo, com 17,4 bilhões de m<sup>3</sup>. É nesse contexto, que vale ressaltar em panorama internacional a importância do Brasil no setor petrolífero. Contudo, só foi possível atingir esses números conforme os avanços tecnológicos e científicos sobre os campos de petróleo, sobretudo as técnicas de locação e otimização de poços injetores e produtores.

### **2. METODOLOGIA**

A metodologia empregada nesse trabalho consistiu em produzir Mapas de Qualidade de um reservatório sintético através dos programas *Microsoft Office Excel 2010*, *MATLAB R2009* e um simulador tipo *Black Oil*. A simulação de produção do reservatório foi de 40 anos, sendo que nos primeiros 5 anos abriram poços produtores e injetores na proporção 2x1 e nos próximos 30 anos abriram na proporção 1x1, já nos últimos 5 anos não houve abertura poço e iniciou-se o processo de abandono de 10 poços.

Na primeira etapa elegeu-se um Mapa de Qualidade adequado ao reservatório e estipulou-se uma quantidade inicial de poços produtores e injetores distribuídos em *five-spot*. A segunda etapa consistiu em produzir tabelas de fluxo financeiro com dados atuais para campos de petróleo capaz de reunir todos os tributos, impostos, custos operacionais e cotações de mercado de óleo e gás natural. Já a terceira etapa avaliou os resultados do Valor Presente Líquido (VPL) de cada simulação de viabilidade econômica do projeto à medida que se aumentava o número de poços locados no reservatório (Estratégia 1 à Estratégia 3). Após o termino dessas simulações, avaliou-se os resultados de VPL das

estratégias e selecionou-se a Estratégia 3 que apresentava maior potencial para iniciar-se as etapas de Otimização. Todas as otimizações foram orientadas através dos mapas das principais características do reservatório como: saturação de óleo, gás e água, porosidade, permeabilidade e *net-pay*. As otimizações com resultados satisfatórios foram mantidas e otimizadas posteriormente. Otimização 1: Relocação dos poços injetores para as periferias do reservatório, produtores para as regiões com maior potencial de produção e adição de 16 produtores e 1 injetor. Otimização 2: consistiu em analisar a produção de óleo de cada poço produtor e realocar os que apresentassem baixa produção para regiões com maior potencial de produção de óleo comparando-os com poços com produção ótima. Estes poços realocados foram divididos em grupos por afinidade de localização. Otimização 3: adição de 15 poços verticais e 4 horizontais. Otimização 4: relocação de 2 poços horizontais e adição de 3 poços verticais. Otimização 5: comparar o VPL de cada poço produtor de acordo os valores de  $N_p$ ,  $G_p$ ,  $W_p$  e  $W_i$  e com isso recompletar os poços que apresentassem melhores rendimentos e subtrair poços com VPL negativo.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

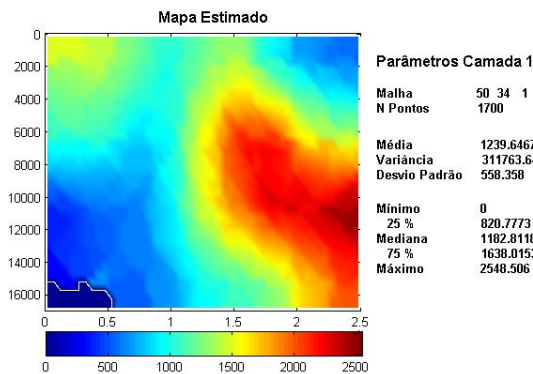


Figura 1 - Mapa de Qualidade escolhido.

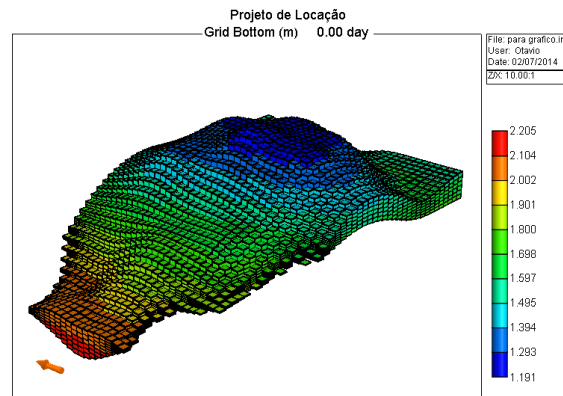


Figura 2 - Representação do reservatório em 3D.

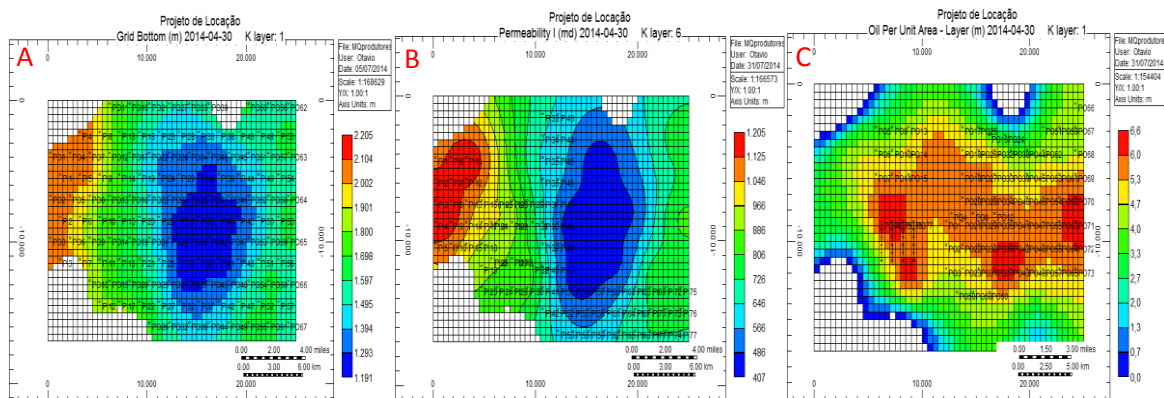


Figura 3: distribuição dos poços.

A Figura 3A mostra a distribuição de todos os poços da Estratégia 3 norteados de acordo com o método *five-spot*. A Figura 3B representa o mapa de permeabilidade do reservatório e os poços injetores locados estrategicamente na camada 6 da Otimização 5, percebe-se a divisão do reservatório em dois pela linha vertical de poços injetores em sequencia locados no centro, os demais estão locados nas periferias inferiores e lateral esquerda. Já a Figura 3C o mapa reservatório indica e saturação de óleo por unidade de área e a locação do poços produtores da Otimização 5.

Tabela 1 - Resultados dos modelos simulados.

Modelo	Quantidade de Poços	Injetores	Produtores	Produtores Horizontais	Tempo de Simulação (Segundos)	VPL MM (US\$)
Estratégia 1	54	23	31	-	65,36	12539,04
Estratégia 2	81	35	46	-	79,39	16645,73
Estratégia 3	124	67	57	-	76,97	26888,77
Otimização 1	141	68	73	-	76,89	28344,67
Otimização 2	141	68	73	-	75,84	28870,59
Otimização 3	160	73	73	4	76,8	30989,94
Otimização 4	163	76	73	4	95,68	30225,88
Otimização 5	140	73	53	4	144,11	37949,17

A Tabela 1 indica o resultado final de cada modelo, desde a Estratégia 1 a Otimização 5. Nota-se que a Otimização 4 não cumpre o intuito principal de aumentar o valor do VPL, com isso, foi descartado por ser insatisfatório. De acordo com os demais resultados obtidos no trabalho pode-se estipular uma margem do número ideal de poços do reservatório entre 130 a 150 poços. A Otimização 5 apresenta o melhor retorno financeiro, por subtrair 20 poços produtores inviáveis, porém, uma alternativa para aperfeiçoar a Otimização 5 seria manter os poços com VPL abaixo de MMUS\$ 40 no reservatório para futuras otimizações individuais, pois esses possuem maior probabilidade de reverter seu comportamento negativo.

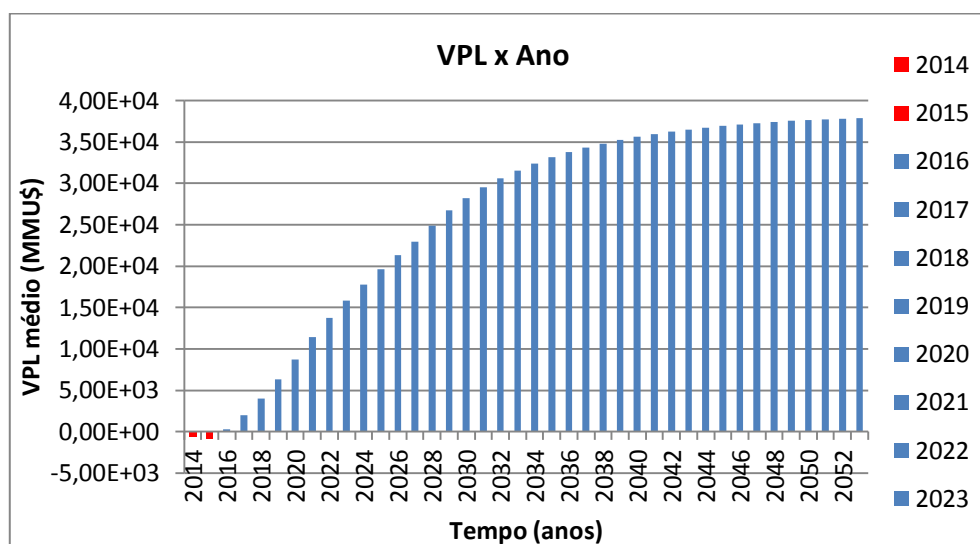


Figura 4 – Gráfico do VPL acumulado médio por ano (Otimização 5).

O gráfico representado pela Figura 4 exhibe o comportamento do VPL por ano da última simulação (Otimização 5), percebe-se que os primeiros dois anos o VPL é negativo, os próximos 20 anos acentua o crescimento do VPL e posteriormente tende a se manter constante com leve aumento.

## 4. CONCLUSÕES

Concluiu-se através da utilização de softwares especializados que o desenvolvimento e otimização da produção de óleo e aumento do VPL são eficientes, porém limitadas, pelo baixo número de otimizações empregadas no trabalho.

Constatou-se que dentre as estratégias traçadas no reservatório, a mais eficaz foi a terceira, e dentre os processos de otimização a quinta obteve resultados satisfatórios com aumento de quase 7 bilhões de dólares em relação a Otimização 3. A simulação para a previsão do comportamento de um reservatório de petróleo sujeito a diferentes projetos de estratégias e otimizações somando-se a análise econômica subsequente, gerou resultados satisfatórios, pois houve acréscimo do VPL em mais de 25 Bilhões de dólares desde a estratégia inicial à Otimização 5. Ademais, percebe-se que alocar poços horizontais foi uma boa opção, porém não atingiram VPL superiores aos melhores poços verticais que necessitam menores investimentos e produzem menor quantidade de água.

Observamos, portanto, que o projeto é totalmente viável por apresentar altos valores de VPL e os riscos associados a esta produção no tocante a cotação do barril de petróleo não são suficientemente para inviabilizar o projeto quando tomado em cenário real ou até mesmo pessimista.

## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMORIM, D.S. **Metodologia para a redução de custos na perfuração de poços de Petróleo e Gás**. 2008. 135 f. Dissertação (Engenharia Mineral) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

CASTIÑEIRA, P.P. **Estudo da viabilidade Econômica de Projetos de Recuperação Suplementar para Campo com alto grau de Exploração**. 2008. 63f. Tese de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

GUIMARÃES, M.S. **Metodologia para Otimização de Estratégias de Drenagem para Campos de Petróleo em Produção**. Campinas, 2005. 126f. Dissertação (Mestrado) - Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.

NAKAJIMA, L. **Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo**, 2003. 128f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas.

SANTOS, J. A. M. **Estudo de Influência da Estratégia de Produção em Análise Aplicada ao Desenvolvimento de Campos de Petróleo**, 2002. 140f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas.