

DESENVOLVIMENTO E OTIMIZAÇÃO DE ESTRATÉGIAS PARA LOCAÇÃO DE POÇOS UTILIZANDO MAPAS DE POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

LUIZA RODRIGUES SOARES¹; VALMIR FRANCISCO RISSO²

¹Universidade Federal de Pelotas– luiizarodriguess@gmail.com

²Universidade Federal de Pelotas– vfrisso@gmail.com

1. INTRODUÇÃO

A principal atividade em engenharia de reservatórios é o planejamento de estratégias para o melhor desenvolvimento de campos de petróleo. A locação dos poços é de grande importância pois é nessa etapa do projeto que é feita a tomada de decisão do número de poços, tamanho, configuração de plataformas e capacidade de processamento das instalações, que são feitas no início da vida do campo e poderão restringir a operação do campo durante anos, de acordo com CULLICK et al. (2005).

Para fins de otimização de estratégia, é possível, através de um modelo de reservatório de petróleo construir mapas de qualidade que são ferramentas de tomada de decisões e quantificação das incertezas de um reservatório, segundo CRUZ et al. (2004).

O presente trabalho teve como objetivo o desenvolvimento e otimização de estratégias em um campo de petróleo através de ferramentas computacionais afim de escolher a melhor estratégia para locar os poços em áreas de maior potencial de produção, áreas essas que são conhecidas através dos mapas de qualidade. Em seguida foi calculado o Valor Presente Líquido (VPL), buscando avaliar economicamente o projeto visando seu melhor cenário.

De acordo com RAVALEC (2012) os mapas de qualidade tem sido introduzidos como uma eficiente e conveniente ferramenta para posicionamento de poços, qualificando o quanto uma área é boa para produção e consequentemente construindo um projeto melhor rentável.

Segundo NEVES (2004) o VPL é definido como o valor do fluxo de caixa utilizando a taxa mínima de atratividade e representa o somatório das entradas e saídas líquidas atualizadas de um fluxo de caixa numa referida data, levando-se as despesas e as receitas para o tempo inicial de projeto com uma taxa de juros correspondente ao mercado.

2. METODOLOGIA

Para a construção deste trabalho foi utilizado um modelo de simulação de fluxo (Figura 1), o qual possuía 77 blocos na direção X, 46 blocos na direção Y e 9 na direção Z.

Por apresentar maior precisão para o desenvolvimento das estratégias por levar em consideração as propriedades dinâmicas do reservatório, foi utilizado o mapa de qualidade por produtores e injetores fixos. Para a geração desse mapa foi criada uma estratégia *five-spot*, que foi aplicada ao longo da malha do reservatório, e foram dispostos poços produtores e injetores, ambos poços verticais, afim de criar uma razão de 1 poço injetor para 4 poços produtores. A partir dessa estratégia é realizada uma única simulação através de um simulador de fluxo, onde os valores de produção acumulada de óleo (Np) são recolhidos afim de serem inseridos em um

software matemático através de um algoritmo, gerando assim o mapa de qualidade (Figura 2).

Posteriormente foi iniciado o processo de desenvolvimento e otimização de estratégias, consistindo no reposicionamento e recompletação dos poços nas melhores zonas do reservatório, otimização do número de poços, redefinição do tempo de projeto, inserindo o comando *monitor*, calculando o VPL dos piores poços e inserindo poços horizontais.

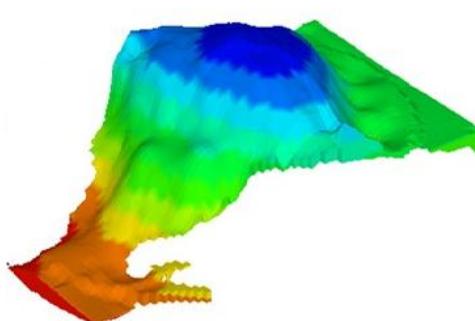


Figura 1: Modelo de Reservatório 3D

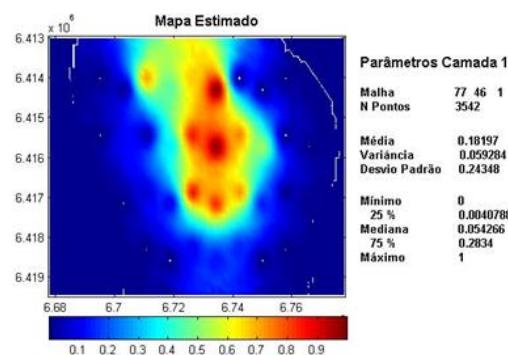


Figura 2: Mapa de Qualidade

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para o cálculo da viabilidade econômica das estratégias através do VPL foram adotados alguns valores, explanados na Tabela 1.

Tabela 1: Dados para Cálculo de VPL.

Preço Óleo (US\$/bbl)	36
Fator de Qualidade do Óleo	0,828
Custo de Produção do Óleo (US\$/bbl)	4,8
Exploração (MMUSS\$)	284
Aluguel Anual (US\$/km ²)	1140
Plataforma (MM US\$/100 mil bbl Líquido)	672
Perfuração e Completação Poços (MMUSS\$)	16
Equipamento de Produção (MMUSS\$)	44
Custo Poço (MMUSS\$)	3,51
Royalties (%)	9,49
PIS/COFINS (%)	9,25
IR/CSLL (%)	34
Taxa de Desconto (%)	14

A primeira estratégia, *five-spot*, possuía 40 poços produtores, 44 poços injetores e tempo de projeto de 40 anos, totalizando um VPL negativo de 1301,88 milhões de dólares. O VPL negativo se deu pois os poços não estavam locados nas melhores zonas de saturação de óleo do reservatório, portanto, na segunda estratégia os poços da primeira estratégia foram realocados para as melhores zonas apresentando um VPL negativo de 1261,82 milhões de dólares, apresentando melhora.

Na terceira estratégia iniciou-se a otimização do número de poços, de forma que foram adicionados 10 poços produtores obtendo um VPL negativo de 1284,10 milhões de dólares, demonstrando uma menor rentabilidade de forma que deveria-se diminuir o número de poços ao invés de aumentar, portanto, na quarta estratégia foram retirados os piores 12 poços produtores e 12 injetores totalizando um VPL

negativo de 787,64 milhões de dólares, demonstrando a eficiência do processo. Sendo assim, na quinta estratégia foram retirados mais 11 poços produtores e 14 injetores, chegando-se a um VPL negativo, mas apresentando melhora, de 586,18 milhões de dólares.

Na sexta estratégia foram retirados mais 3 poços produtores e 2 injetores, totalizando em 24 poços produtores, de forma que a diminuição do número de poços demonstrou uma melhora no VPL (Figura 3 a). Nessa estratégia foi definido o novo tempo de projeto, de 25 anos, baseado no fluxo de caixa atualizado, onde apresentava decaimento no rendimento do projeto a partir deste tempo. Posteriormente, foram realocados alguns poços e recompletou-se todos eles, sendo os produtores completados nas primeiras 6 camadas, que possuíam melhor saturação de óleo, e os injetores nas 3 últimas. Assim, obteve-se um VPL positivo de 95,51 milhões de dólares.

Na sétima estratégia foi inserido na estratégia anterior o comando *monitor water cut*, onde os poços deveriam ser recompletados se estivessem produzindo mais de 90% de água, apresentando uma eficiência do comando através do VPL positivo de 209,65 milhões de dólares. Foi então calculado o VPL dos dois piores poços produtores, onde os custos e investimentos foram divididos pelo número de poços produtores, apresentando VPL negativo de 68,95 milhões de dólares para o primeiro poço e também negativo de 64,47 milhões de dólares para o segundo poço.

Como ambos os poços possuíam baixa produção de óleo e portanto, baixa contribuição no campo, na oitava estratégia eles foram fechados e obteve-se um VPL de 209,94 milhões de dólares, demonstrando que mantê-los em operação não era satisfatório para o projeto.

Na nona estratégia, trocaram-se os poços verticais por 10 poços produtores horizontais completados nas primeiras camadas e 5 injetores afim de provar se o VPL seria satisfatório, uma vez que o custo de poços horizontais é cerca de 50% mais alto que dos poços verticais porém possuem uma melhor produção. Obteve-se um VPL de 101,26 milhões de dólares, demonstrando que a estratégia com poços verticais apresentava melhor desempenho.

Na décima estratégia utilizou-se 15 poços produtores, sendo eles 5 horizontais e 10 verticais, e 8 poços injetores, apresentando um VPL de 151,38 milhões de dólares, de forma a demonstrar que apesar dos poços horizontais apresentarem melhor produção de óleo e menor produção de água, por seus custos serem consideravelmente mais altos em relação aos poços verticais sua utilização nem sempre é satisfatória.

O processo de otimização de estratégias obteve resultados satisfatórios, levando em consideração que a cada etapa realizada o VPL demonstrou melhora (Figura 3 b).

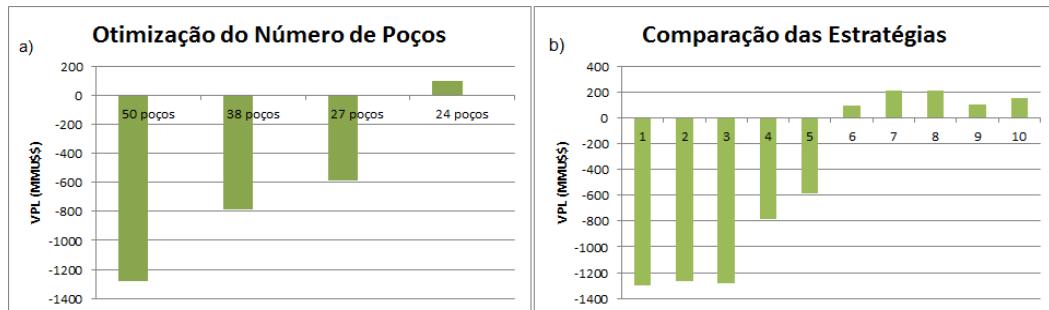


Figura 3: Comparação do VPL: a) Otimização do Número de Poços entre as Estratégias 3, 4, 5 e 6. b) Entre as 10 Estratégias.

4. CONCLUSÕES

A partir da construção do presente trabalho e dos resultados obtidos através dele foi possível concluir que os mapas de qualidade são ferramentas de excelente auxílio na engenharia de reservatórios, e isso porque os mapas são capazes de mostrar as melhores áreas de saturação de óleo, fazendo com que assim os poços sejam locados em locais onde possam obter um maior fator de recuperação.

Aliada aos mapas de qualidade, a otimização de estratégias se mostrou um processo satisfatório, tendo em vista sua total relação com a viabilidade econômica de um projeto, que demonstrou sempre uma melhora.

A rentabilidade do projeto foi medida pelo VPL, que é um indicador econômico que define se há ou não viabilidade econômica em um projeto, minimizando riscos. Foi possível perceber que a cada otimização feita, o VPL respondia satisfatoriamente, portanto o processo de otimização de estratégias através da ferramenta mapa de qualidade se mostrou um processo bastante eficiente, comprovando que o processo de locação de poços é de suma importância e eficiência no âmbito da engenharia de reservatórios.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAVALCANTE FILHO, J.S.A. **Metodologia de geração de mapas de qualidade com aplicação na seleção e otimização de estratégias de produção.** 2005. 106f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP.

CRUZ, P.S., HORNE, R.N. e DEUTSCH, C.V. The quality map: a tool for reservoir uncertainty quantification and decision making. In: **SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION**, Houston, 2003, SPE 87642.

CULLICK, A.S., NARAYANAN, K., GORELL, S. Optimal field development planning of well location with reservoir uncertainty. In: **SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION**, Dallas, 2005, SPE 96986.

LE RAVALEC, M. Optimizing well placement with quality maps derived from multi-fidelity meta-models. In: **EAGE ANNUAL CONFERENCE & EXHIBITION INCORPORATING SPE EUROPEC**, Copenhagen, 2012, SPE 154416.

LOHRENZ, J., BAILEY, A.J. Evidence and results of present value maximization for oil and gas development projects. In: **SPE HYDROCARBON ECONOMICS AND EVALUATION SYMPOSIUM**, Dallas, 1995, SPE 30050.

NEVES, F.R. **Análise da influência de indicadores econômicos na escolha da estratégia de produção.** 2004.129f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP.