

## OTIMIZAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE EXPLOTAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO – CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS

**ALBERTON, Renata<sup>1</sup>; TIMM, Patrícia<sup>1</sup>; TONIN, Evelyn<sup>1</sup>; SCHMITT, Michele<sup>1</sup>; RISSO, Valmir Francisco<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Universidade Federal de Pelotas - Curso de Engenharia de Petróleo. realberton@gmail.com

<sup>2</sup>Orientador: Universidade Federal de Pelotas - CDTec. vfrisso@gmail.com

### 1. INTRODUÇÃO

A otimização de estratégias de exploração é uma das áreas mais desafiadoras da Engenharia de Reservatórios, e consiste no conjunto de ações que tem por objetivo aperfeiçoar o desempenho e a produção de campos de petróleo visando obter o melhor comportamento em termos de VPL – valor presente líquido – e maximizar a recuperação de óleo e gás *in place*. Conforme estudos feitos por Guimarães *et al.* (2004), para otimizar um campo é necessário saber quais os poços produtores podem ser convertidos em injetores, quais poços produtores são passíveis de recompletação e quais poços devem ser fechados, assim como identificar as áreas com maior potencial para perfuração de novos poços produtores ou injetores.

Segundo Pegden (1990), a simulação é um processo que permite projetar e conduzir experimentos em um modelo computacional tendo como base um sistema real com o propósito de entender seu comportamento e/ou avaliar estratégias para sua operação.

A proposta de estudo deste trabalho consiste em uma série de alternativas para o desenvolvimento e recuperação de um reservatório baseados em vários indicadores, como valor presente líquido, produção acumulada de óleo, de gás e água, além das vazões médias de produção, visando assim facilitar a decisão gerencial. Este trabalho também tem a finalidade de estudar como a produção pode ser afetada pela distribuição dos poços, pelas condições de injetividade, pelas características do reservatório e pelas singularidades presentes.

### 2. METODOLOGIA (MATERIAL E MÉTODOS)

Para o desenvolvimento deste trabalho foi necessário a criação de um modelo sintético de reservatório para tornar possível a simulação numérica. O modelo foi criado a partir dos dados do Campo de Namorado. Foram utilizadas curvas de isolinhas no formato *mesh* para a obtenção de dados de topo, espessura, porosidade, permeabilidade horizontal e vertical e *netpay*. Os dados foram gerados através de interpolações dos dados amostrados. Para a obtenção dos valores de pressão capilar e permeabilidade relativa foram utilizados os dados do poço 4-RJS-42-RJ; já para o preenchimento da tabela PVT – pressão, razão de solubilidade (RS), fator volume de formação do óleo (BO) e do gás (BG), e viscosidade do óleo e do gás - foram utilizados os dados do poço 7-NA-35D-RJS.

Após a calibração das propriedades rocha-fluido foram inseridos os mapas (formato *.mesh*) de topo, espessura, *netpay*, porosidade, permeabilidade

horizontal e vertical de todo o reservatório. O reservatório foi separado em seis camadas, com isso foram carregados 36 mapas.

Com o modelo do reservatório criado e ajustado, a etapa posterior consistiu na determinação da estratégia inicial de exploração. A locação inicial dos poços baseou-se na análise dos mapas de qualidade. O mapa de qualidade, apresentado na Fig. 1, foi gerado através do método analítico, utilizando-se a seguinte expressão:

$$MQ = \text{Espessura} \times \text{Porosidade} \times \text{Permeabilidade Absoluta} \times \text{Saturação de Óleo}$$

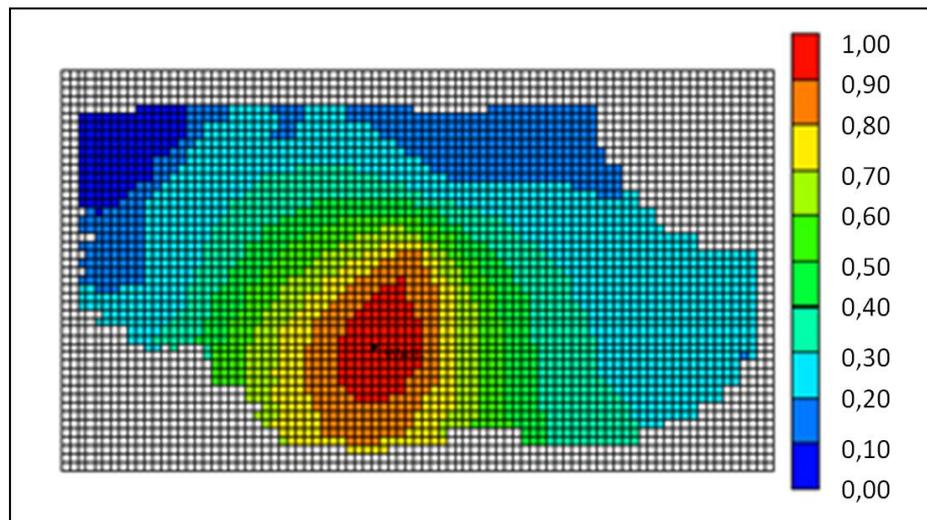


Figura 1: Mapa de qualidade do reservatório. A região com cores em tons de vermelho representa a de melhor qualidade para a locação de poços produtores. (Escala normalizada)

Foram lançadas ao total 4 estratégias iniciais, variando em relação ao número e à distribuição dos poços (produtores e injetores). A estratégia utilizada foi a injeção periférica de água. O tempo de simulação foi definido em 12 anos, época em que foi obtido o melhor VPL. As estratégias utilizadas foram:

- 1ª estratégia: 5 poços produtores e 5 poços injetores;
- 2ª estratégia: 8 poços produtores e 8 poços injetores;
- 3ª estratégia: 10 poços produtores e 10 poços injetores;
- 4ª estratégia: 15 poços produtores e 15 poços injetores.

Após a análise do VPL de cada estratégia para a produção de 12 anos, escolheu-se a 3ª estratégia, com 10 poços produtores distribuídos na região ótima indicada pelos mapas de qualidade e completados na primeira camada, e com 10 poços de injeção periférica de água, completados na última camada. O esquema de locação dos poços produtores e injetores pode ser visualizado na Fig. 2.

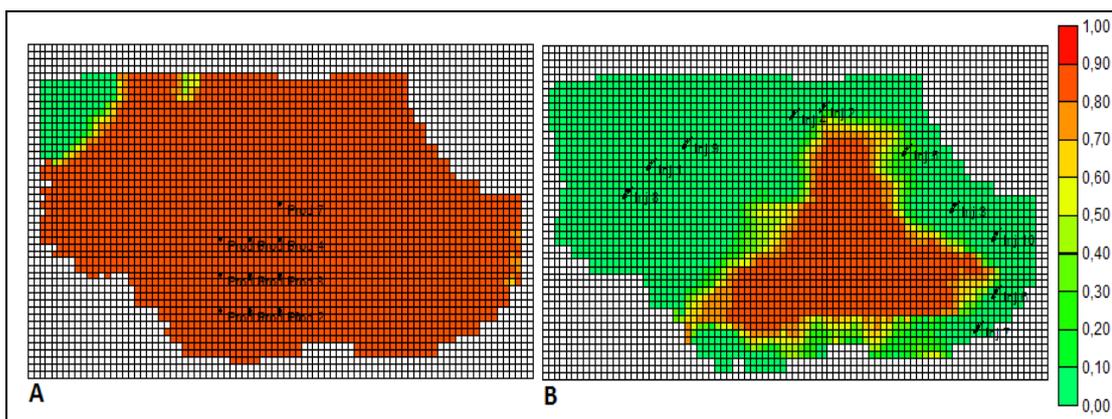


Figura 2: Apresentação da saturação de óleo no tempo inicial e a distribuição dos poços da estratégia escolhida. A: Saturação de óleo na primeira camada e a locação dos 10 poços produtores; B: Saturação de óleo na última camada e a locação dos poços injetores. (Escala normalizada)

Com a melhor estratégia definida, realizaram-se então algumas alterações e procedimentos necessários para a otimização da exploração, como o fechamento de poços produtores, a realocação de poços e a abertura de poços injetores em áreas estratégicas. Estas áreas são aquelas em que a configuração inicial de distribuição de poços não pôde varrer de forma significativa a área com elevado volume de óleo.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Posterior à modelagem e configuração do reservatório de petróleo e às etapas de otimização da produção, foram analisados os resultados obtidos de modo a examinar quais alterações procederam em um aumento significativo do VPL – Valor Presente Líquido. O fechamento de poços produtores e a realocação de poços injetores acarretaram um aumento no VPL, porém não considerado significativo quando levado em conta todo o processo operacional que deve ser realizado para que estes poços sejam reconfigurados.

Na sequência, a perfuração de novos poços injetores em áreas não varridas do reservatório motivou o processo de otimização devido ao expressivo acréscimo no VPL, sendo 19% acima do valor obtido na estratégia inicial. A Tab. 1 abaixo registra os resultados obtidos com as modificações feitas durante o desenvolvimento do trabalho. Os poços produtores estão discriminados como “PP” e os poços injetores como “PI”.

Tabela 1: Resultados do VPL normalizado pelo valor da estratégia inicial para os diferentes procedimentos utilizados a fim de otimizar a estratégia inicial de 20 poços.

| Otimização                          | VPL (normalizado) |
|-------------------------------------|-------------------|
| Estratégia Inicial (20 poços)       | 1,00              |
| Fechamento de PP (19 poços)         | 1,02              |
| Fechamento de PP (18 poços)         | 1,00              |
| Mudança da posição de PI (19 poços) | 1,01              |
| Abertura de PI (21 poços)           | 1,19              |

Foram então analisados e discutidos os parâmetros dinâmicos do reservatório, como a pressão, a produção acumulada de óleo, gás e água e as taxas de vazão dos fluidos presentes no campo. Também de forma positiva, o padrão ótimo do comportamento do reservatório foi mantido, de modo a produzir elevadas quantidades de óleo com alta lucratividade para a empresa que poderia vir a explorar o campo.

#### 4. CONCLUSÃO

O objetivo do trabalho de desenvolver a estratégia de um campo economicamente viável, através da função-objetivo (VPL), foi alcançado através do manuseio de softwares que possibilitaram a tomada de decisões por meios mais confiáveis e com pouca demora computacional. A escolha da ótima estratégia foi a que obteve o VPL mais rentável, sendo que as características como pressão do reservatório e pressão de bolha mantiveram-se com valores considerados normais, condizentes com o comportamento real, apresentados por reservatórios em produção.

O presente trabalho foi caracterizado por uma série de etapas, as quais necessitaram de diversos fatores, destacando-se o valor presente líquido (VPL) e a simulação numérica, indispensáveis para o seu desenvolvimento. Com os dados obtidos verificou-se que a melhor estratégia inicial, após o processo de otimização de produção, atingiu uma rentabilidade 19% maior se comparada à estratégia inicial.

Cabe ainda ressaltar que a otimização aqui realizada levou em consideração os fatores econômicos internos e os índices econômicos atuais, sendo que, embora a otimização da produção do reservatório tenha se mostrado atrativa financeiramente, a mudança nos fatores externos - altamente relacionados à economia mundial - afetam diretamente a análise econômica, podendo causar a inviabilidade do projeto. Devem ser consideradas também as diversas interações existentes entre as variáveis relacionadas a estas atividades, onde as experiências adquiridas na execução deste estudo trarão resultados cada vez mais satisfatórios, aplicáveis a trabalhos futuros.

#### 5. REFERÊNCIAS

GUIMARÃES, M. F., MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J. Aplicação da Simulação por Linhas de Fluxo no Gerenciamento de Campos Maduros. In: **10º BRAZILIAN CONGRESS OF THERMAL SCIENCES AND ENGINEERING**, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.

PEGDEN, C.D., SHANNON, R.E., SADOWSKI, R.P. **Introduction to Simulation Using SIMAN**. New York, USA: McGraw-Hill, v. 2. 1990.