

Decisões estratégicas de investimento em cenários de incerteza de reservatórios petrolíferos

Leonardo Kubota^{a,b}, Joao Victor Gois Silva^b, Luiz Carlos Gomes Filho^{a,b}, Elsa Vásquez-Alvarez^{b*}

^aPetróleo Brasileiro S.A., Petrobras, Santos -SP, Brasil

^bUniversidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo/Escola Politécnica, São

Paulo-SP, Brasil

*elsa_va@usp.br

RESUMO

- Motivação / Propósito / Background

As empresas petrolíferas enfrentam um cenário de preços voláteis e restrições orçamentárias severas. Nesse contexto, a alocação otimizada de capital durante a fase de desenvolvimento de campos tornou-se obrigatória para operadoras com recursos limitados. O objetivo deste trabalho foi desenvolver um Modelo de Programação Inteira e Binária (MPIB) para a tomada de decisão em campos petrolíferos compostos por diversos blocos com múltiplos poços. O modelo determina quais poços devem receber intervenções e quantos novos poços devem ser perfurados em cada bloco anualmente. O objetivo do MPIB é maximizar o lucro ao final do período, respeitando as metas de demanda de petróleo e as restrições orçamentárias de perfuração, intervenção e custos operacionais.

- Metodologia

O desenvolvimento do modelo iniciou-se com a proposição de hipóteses, seguida pela definição das variáveis de decisão e das restrições orçamentárias de perfuração, intervenção e custos operacionais. A formulação foi implementada nos softwares GAMS (v25.1) e Microsoft Excel 2016, integrando previsões de vazão obtidas via métodos estatísticos e simulação numérica. A análise considerou três cenários distintos, materializados em termos de lucro total, produção do campo e cronograma de intervenções e perfurações por bloco.

- Principais resultados e discussão

Os dados foram obtidos de três fontes distintas, o primeiro extraído da literatura (Chen *et al.*, 2019). O segundo utilizou dados do benchmark UNISIM-I-M (Gaspar *et al.*, 2016), um modelo sintético baseado no Campo de Namorado (Bacia de Campos). O terceiro exemplo provém de um campo *offshore* brasileiro real, cujo nome e operadora foram omitidos por questões de confidencialidade. Os resultados evidenciam estratégias eficazes de alocação de capital sob incerteza geológica. Observou-se que as intervenções podem atuar como uma proteção (*hedge*) contra campanhas de perfuração desfavoráveis. Além disso, o modelo identifica "escolhas óbvias": poços que devem sofrer intervenção em qualquer cenário e poços que nunca devem ser considerados.

- Conclusões

Um MBIP foi utilizado para resolver o problema de alocação de capital entre perfurações e intervenções de poços com uma metodologia que integra métodos estatísticos e simuladores numéricos. A estrutura pode ser adaptável a diferentes campos, revelando estratégias de proteção financeira nem sempre óbvias. O modelo identificou intervenções prioritárias e resilientes, fundamentando decisões robustas em qualquer cenário.

Palavras-chave: Engenharia de reservatórios, Análise de incertezas, Alocação de capital.

Agradecimentos: Os autores agradecem à Petrobras pelo fornecimento dos dados.

Referências

- L. Chen, Z. Liu e N. Ma: Optimize production allocation for the oil-gas field basing on a novel grey model. *Journal of Natural Gas Science.*, 4, 121-128. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2019.03.003>
- A. T. Gaspar, G. D. Avansi, C. Maschio, A. A. Santos, D. J. Schiozer. UNISIM-I-M: Benchmark Case Proposal for Oil Reservoir Management Decision-Making. SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference. 2016. <https://doi.org/10.2118/180848-MS2016>.