

PROJETO DE ANÁLISE DE RISCO NAS PREVISÕES DE PRODUÇÃO NO CAMPO DE NAMORADO- RJ.

ROSBERGUER DE ALMEIDA CAMARGO¹; VALMIR FRANCISCO RISSO².

¹Universidade Federal de Pelotas – rosberguer@gmail.com

²Universidade Federal de Pelotas - vfrisso@gmail.com

1. INTRODUÇÃO

O setor petrolífero possui inúmeras incertezas e variáveis que inevitavelmente fazem parte do processo de exploração e produção de reservatórios de óleo e gás. Por este fato, é imprescindível a utilização de métodos que visam analisar o melhor projeto, identificar e minimizar tais incertezas e variáveis. A fim de prever como cada qual influencia no resultado final e servir de base para elaboração da melhor estratégia de exploração e produção.

Nesta oportunidade desenvolveu a estimativa da produção acumulada de hidrocarbonetos (Np) e demais fluidos, como água (Wp) gás (Gp), através do método de Análise de Risco. Este método caracteriza-se por ser um processo utilizado antes da perfuração de poços, onde os resultados são obtidos com base em estudos prévios de reservatórios vizinhos e com características semelhantes ao que se pretende explorar, obtendo uma faixa de valores possíveis que podem ser simulados e tratados, e que posteriormente foi confrontado com seu desempenho econômico (VPL - fator adotado como parâmetro determinante na tomada de decisão). Retratando assim a capacidade de produção e definindo se a exploração do campo petrolífero é viável ou não. Além de demandar os investimentos necessários para produção e previsão dos ganhos e adjacentes.

Segundo COSTA (2003) o foco se dá numa metodologia através de um estudo detalhado do processo de análise de risco na fase de desenvolvimento, através da quantificação de técnicas de simplificação para acelerar o processo sem perda significativa de precisão, destacando o tratamento de atributos, combinação gradativa, agregação de atributos e o uso de modelos representativos com a definição de estratégia. Sendo as metodologias de análise de risco desenvolvidas a partir de quatro conceitos: árvores de decisão, simulação de Monte Carlo, teoria das opções reais (análise de cenário) e análise de sensibilidade.

2. METODOLOGIA

A metodologia se baseou na busca por um método de quantificação de incerteza e análise de risco com critérios de decisão e simplificação para comparação dos indicadores adquiridos entre as simulações de projeto, onde permitiu a escolha da decisão ideal para se realizar um bom desenvolvimento do campo petrolífero.

Segundo SCHIOZER et al. (2004) empregam o conceito de modelos representativos na quantificação de incertezas geológicas, aplicando a integração desses modelos com a incerteza relativa a escolha da estratégia de produção na otimização desses modelos, para uma posterior integração com as demais, dando ênfase ao indicador econômico. A metodologia de análise de risco na fase de desenvolvimento foi utilizada aplicando simulação numérica de fluxo para os diversos cenários do reservatório. Definiram-se por sua vez as incertezas e os

atributos incertos, definindo seus níveis de incerteza e probabilidade de ocorrência em cada nível, possuindo três níveis de incerteza para cada atributo: provável, otimista e pessimista.

Segundo COSTA (2003) para redução do número de simulações, é realizado o estudo de sensibilidade, onde se objetiva identificar os atributos e critérios, a fim de expressar um direcionamento mais criterioso dos esforços relativos à redução de incerteza, visando não apenas a quantificação, mas também a redução dos riscos de produção e econômico. Criam-se então modelos representativos com intenção de detalhamento dos planos de desenvolvimento e avaliação da flexibilidade entre os demais modelos, além de integrar as incertezas viabilizando a análise.

Após a caracterização do reservatório com base nas suas propriedades relativas ao modelo geológico com cada atributo representando pelos níveis incertos e probabilidades devidamente tratadas, faz-se o necessário construir um modelo representante as informações relativas ao reservatório para simulação e otimização da estratégia de produção a adotar (COSTA, 2003).

Curvas de Risco retratam os cenários gerados pela combinação dos atributos críticos que são submetidos à simulação de fluxo, sendo que os modelos gerados são frutos de todas as combinações possíveis. Os resultados das simulações são empregados no cálculo do VPL de cada um dos modelos. A curva de risco é uma das técnicas empregadas para visualizar as possibilidades de retorno financeiro ou produtivo de um projeto, sendo que é um gráfico no qual são dispostos valores decrescentes da função-objetivo com as probabilidades associadas acumuladas apresentando qual projeto tem maior ou menor risco envolvido (BOTECHIA, 2012).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na etapa inicial se coletou os dados e os organizou de forma a retirar as incongruências prejudiciais ao simulador numérico. Com fundamentos da árvore de derivação se realizou a seleção dos atributos incertos a serem analisados, que se deu em função da porosidade, permeabilidade horizontal e permeabilidade vertical. Em um segundo momento foram construídas as probabilidades de risco, onde resultaram em valores e respostas para VPL, N_p , G_p e W_p , servindo de subsídio para as decisões posteriores com base nas análise de risco (curvas de risco).

Após se desenvolveu as combinações otimistas, pessimistas e prováveis que foram acrescentadas, dando origem às 27 simulações com valores de VPL diferentes, frutos das modificações das variáveis, onde obtivemos a constatação de qual variável possui maior influencia no desempenho do reservatório.

Realizamos conseqüentemente a análise de sensibilidade, com auxílio dos dados obtidos (levando em conta os índices pessimistas e otimistas) e do VPL. De posse dos valores se contruiu um gráfico tipo tornado, visando melhor visualização dos atributos que são menos representativos, tornando mais direto o processo, conforme visualização figura 1.

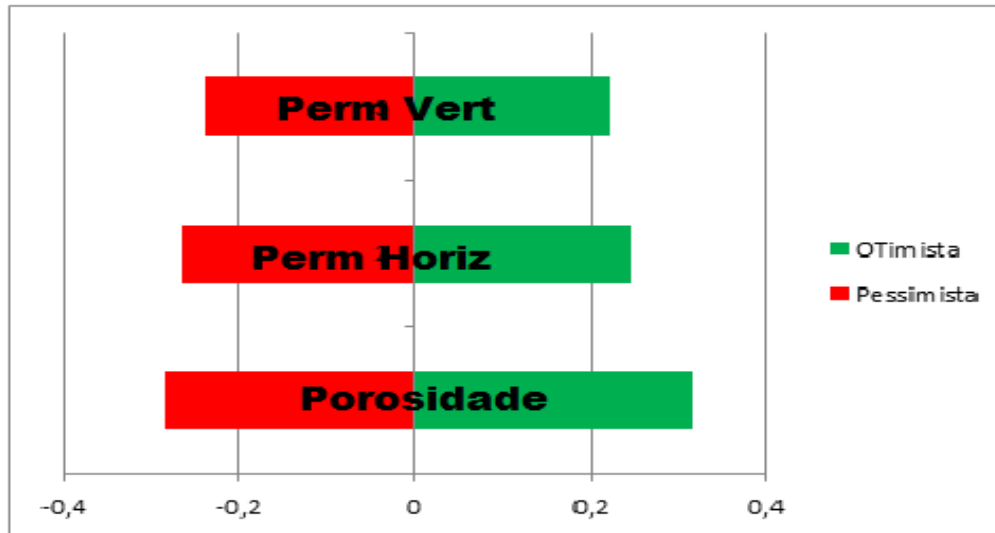


Figura 1: gráfico tornado VPL por análise de sensibilidade.

Com a técnica da árvore de derivação obtivemos a curva de risco, conforme visualização da pode ser analisada na Figura 2. Vale destacar que construímos a probabilidade e probabilidade acumulada de cada uma das simulações usando os atributos críticos.

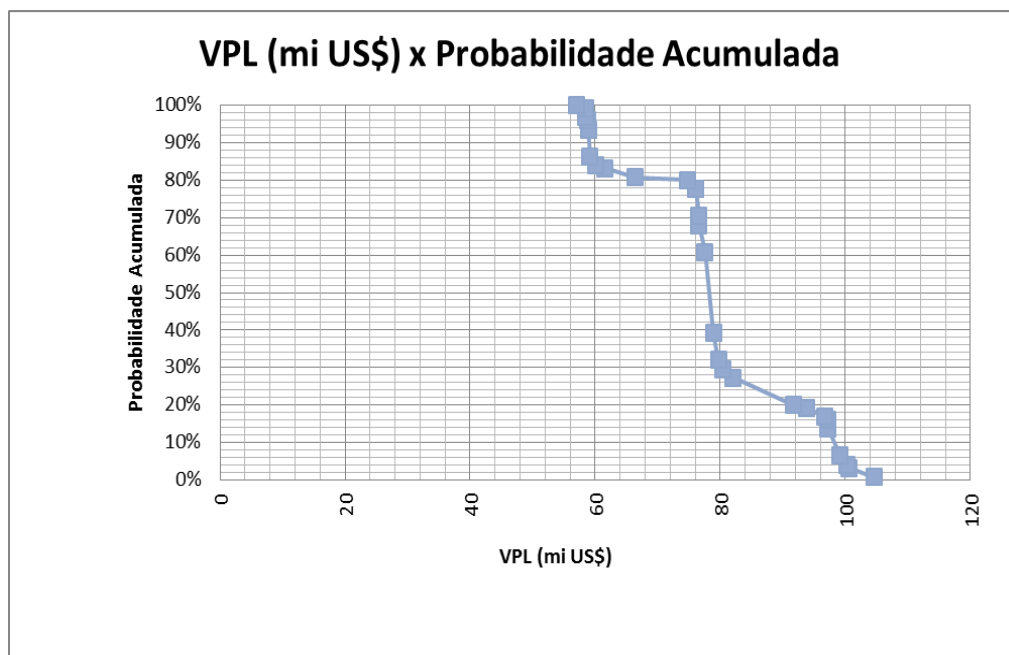


Figura 2: Curva de VPL obtida no processo de árvore de derivação.

4. CONCLUSÕES

Após o desenvolvimento do trabalho usando as técnicas e metodologia de análise de risco foi possível ter embasamento e compreender diversos sistemas que regem a produção em determinado campo petrolífero, com isso a análise do impacto das incertas do reservatório nas previsões de produção juntamente com a análise econômica (VPL) de cada simulação nos dá parâmetro para a tomada de decisão, para aperfeiçoar e enfim escolher a melhor alternativa e viável para o projeto.

Constatou-se que durante análise das variáveis de incertezas a porosidade foi a que se mostrou com maior poder de influenciar o indicador econômico (VPL), haja vista que os maiores valores de tal indicador eram fruto das previsões otimistas da mesma. Em contra partida tivemos a permeabilidade horizontal que não demonstrou grande poder de influenciar os indicadores financeiros em questão. Vale ressaltar que o maior cenário de ganho dentre as simulações ocorreram com a porosidade em cenários otimistas, onde o VPL atingiu a faixa dos US\$104 milhões. Levando-nos a acreditar que as propriedades geológicas, ou seja, o atributo variável estudados tem enorme influência no desempenho da produção.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BOTECHIA, V. E. **Análise de Desempenho de Poços na Seleção da Estratégia de Produção de Petróleo sob incertezas**. 2012. 127p. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, São Paulo.

COSTA, A. A. **Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise de Risco no Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. 2003. 239p. Tese de Doutorado. Faculdade Mecânica e Instituto de Geociências, UNICAMP, São Paulo.

SCHIOZER, D. J., LIGEIRO, E. L., SUSLICK, S. B., COSTA, A. P. e SANTOS, J. A. M. **Use of Representative Models in the Integration of Risk Analysis and Production Strategy Definition**. 2004. 131-144p, number 1-2, volume 44. Journal of Petroleum Science and Engineering (JPSE).