

ANÁLISE DE RISCO DA EXPLORAÇÃO DE CAMPOS DE PETRÓLEO

ANE LAMONATO¹; VALMIR RISSO²

1-Universidade Federal de Pelotas- anelamonato@hotmail.com

2-Universidade Federal de Pelotas- vfrisso@gmail.com

1.INTRODUÇÃO

Atualmente a tecnologia na área de exploração e produção de petróleo está muito desenvolvida. Possuímos softwares avançados para a simulação da produção, equipamentos de sísmica e perfilagem muito precisos e laboratórios capazes de analisar minuciosamente uma amostra de rocha. Porém ainda não é impossível calcular o custo de um projeto ou o volume de produção de óleo, com total precisão. Isso se deve aos inúmeros riscos e incertezas que cercam a área de petróleo.

Reservatórios de petróleo são sempre muito complexos, mesmo com uma sísmica detalhada, a perfilagem e coleta de amostras nos poços exploratórios, não é possível ter certeza dos valores exatos de todas as variáveis. Muitos são os fatores que influenciam na produção, como: a porosidade, a permeabilidade, a pressão capilar, a saturação, estruturas geológicas que podem existir, dentre outros. Por isso chamamos todas essas variáveis, que não sabemos o valor exato, de incertezas. Essas incertezas acabam gerando um risco ao projeto, pois se não é possível saber com exatidão o valor dos fatores que podem influenciar, também não terá como calcular exatamente o custo e o lucro da exploração e da produção.

Sendo as incertezas algo impossível de calcular, podemos transformá-las em risco, o qual pode ser calculado e analisado, segundo a teoria de SIMONSEM(1994). Portanto temos a análise de risco, que nada mais é do que transformar algo incerto em probabilidade. A análise de risco busca dar embasamento as decisões através do cálculo das possibilidades, mostrando assim todos os possíveis cenários e a probabilidade de que cada um aconteça.

SCHUYLER(1998) diz que a análise de risco melhora o julgamento das respostas, melhora a caracterização das incertezas produzindo resultados mais precisos. Portanto o objetivo do trabalho é analisar os riscos e as incertezas acerca de um projeto de produção de petróleo de um determinado reservatório específico, no Campo de Namorado. Observar o comportamento do total de óleo produzido nos cenários otimista, provável e pessimista. Relacionando essas alterações na produção com as variáveis incertas. Podendo assim calcular a lucratividade ou não do projeto.

2. METODOLOGIA

O presente trabalho foi realizado em uma série de etapas, primeiramente os dados disponibilizados foram tratados no programa Excel. Por meio de gráficos e equações polinomiais geradas a partir deles. Em seguida foi utilizado um simulador para gerar o reservatório e simular a produção ao longo dos anos.

Na parte de análise de risco o método usado foi o da árvore de derivação, no qual são analisados cenários pessimistas, prováveis e otimistas para cada variável, que foram, porosidade, permeabilidade vertical e permeabilidade horizontal. Na geração do ponto médio, que seria utilizado para avaliar a incerteza foi usada a distribuição triangular.

No método de árvore de derivação, são feitas combinações entre todas as variáveis, como temos 3 variáveis, $3^3=27$ combinações, todas são simuladas. Para analisar o resultado de cada cenário e das combinações entre eles, foi calculado o VPL (valor presente líquido) do projeto. O VPL foi calculado utilizando uma planilha no Excel, a qual possui todos os gastos incluídos no projeto, como: preço da perfuração, exploração, completação, produção e injeção dos poços; gastos com plataforma; custos operacionais e de abandono; royalties, PIS, cofins, dentre outros.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Após o tratamento dos dados, da geração do reservatório, da criação da estratégia de produção e da estabilização da pressão do reservatório, iniciou-se a parte de análise de risco propriamente dita.

O primeiro passo foi definir as variáveis incertas, que foram Porosidade, com intervalo entre 0,8 e 1,2; Permeabilidade horizontal, com intervalo entre 0,5 e 1,5 e permeabilidade vertical, com intervalo entre 0,5 e 1,5. Utilizando a planilha de distribuição de probabilidade triangular, no Excel, foi dada entrada nos valores acima. Gerando assim, três valores para cada variável, um pessimista, com 20% de chance de acontecer, representado pelo número -1; um provável, com 60% de chance, representado pelo 0 e um otimista, também com 20% de ocorrência, representado pelo número 1. Os valores para porosidade são: 0,86; 1; 1,14. E para permeabilidade horizontal e vertical: 0,66; 1; 1,34. Foram feitas 27 combinações com os valores encontrados. Depois da simulação os resultados de produção de óleo, produção de gás, produção de água e injeção de água podem ser observadas através de gráficos, que podem ser transformados em tabelas quando exportados para o Excel. A partir destes dados é possível calcular o VPL (valor presente líquido) do projeto, no Excel. Os resultados estão apresentados na tabela abaixo:

Comb.	Np(MMbbl)	Gp(MMbbl)	Wp(MMbbl)	VPL(MilhõesUS\$)
(-1,-1,-1)	13.615.793,75	2.541.463.650,22	1.502.567,85	27,83
(-1,-1,0)	13.801.964,10	2.547.761.124,36	1.579.779,65	31,24
(-1,-1,1)	13.967.127,86	2.553.718.782,70	1.609.687,95	36,04
(0,-1,-1)	14.361.938,24	2.869.351.172,55	1.156.913,16	40,56
(0,-1,0)	14.653.671,07	2.872.435.195,96	1.230.758,72	46,55
(0,-1,1)	14.858.525,11	2.877.092.276,95	1.286.160,38	52,95
(1,-1,-1)	14.946.387,40	3.183.715.091,38	919.791,89	51,12
(1,-1,0)	15.262.471,90	3.184.922.689,61	999.946,02	56,92
(1,-1,1)	15.457.141,34	3.183.560.220,53	8.782.170,49	60,14
(0,0,-1)	15.927.802,78	2.967.083.043,54	1.951.377,83	83,58
(-1,0,-1)	15.938.652,40	2.701.366.098,39	3.871.082,46	112,24
(-1,0,0)	16.011.472,87	2.696.006.616,07	4.111.317,36	117,63
(-1,0,1)	16.031.981,54	2.697.228.036,16	4.251.147,13	120,55
(-1,1,-1)	16.126.201,49	2.704.927.407,05	7.426.912,13	159,21
(-1,1,0)	16.146.799,95	2.702.107.123,55	7.800.122,47	165,70
(-1,1,1)	16.148.835,65	2.699.336.283,61	7.996.509,68	168,45
(0,0,1)	16.362.822,03	2.988.251.172,03	2.177.915,61	94,27
(0,0,0)	18.118.478,16	3.117.026.851,88	3.261.943,92	146,98
(0,1,-1)	18.699.674,63	3.142.045.678,16	6.128.778,98	202,09
(0,1,0)	18.715.090,55	3.138.137.421,06	6.527.062,81	208,10
(0,1,1)	18.725.561,94	3.138.590.360,98	6.776.404,76	211,74
(1,0,-1)	19.134.093,78	3.451.483.843,62	2.535.571,85	159,12
(1,0,0)	19.495.243,48	3.463.816.095,46	2.735.871,83	167,93
(1,0,1)	19.690.323,51	3.478.683.362,76	2.841.760,15	173,12
(1,1,-1)	21.122.409,15	3.586.740.136,75	4.983.937,51	235,47
(1,1,0)	21.200.820,93	3.577.424.495,40	5.352.178,73	244,80
(1,1,1)	23.747.463,66	3.576.198.918,37	5.604.888,98	266,37

Valores de produção de óleo(Np), gás(Gp), água(Wp) e o VPL para cada combinação.

Como esperado, a combinação que obteve o maior VPL é a que possui as três variáveis otimistas, (1,1,1), que é quando os valores de porosidade e permeabilidade são maiores. E o pior VPL é aquele que possui porosidade e permeabilidade com valores pessimistas (-1,-1,-1). Isso acontece porque os valores de porosidade e permeabilidade estão diretamente ligados a produção, e conforme a produção diminui, o VPL do projeto também cai. A combinação mais provável é a (0,0,0), que teve um VPL de US\$146,98 milhões. O gráfico a seguir ilustra os valores de VPL e a chance deles ocorrerem.

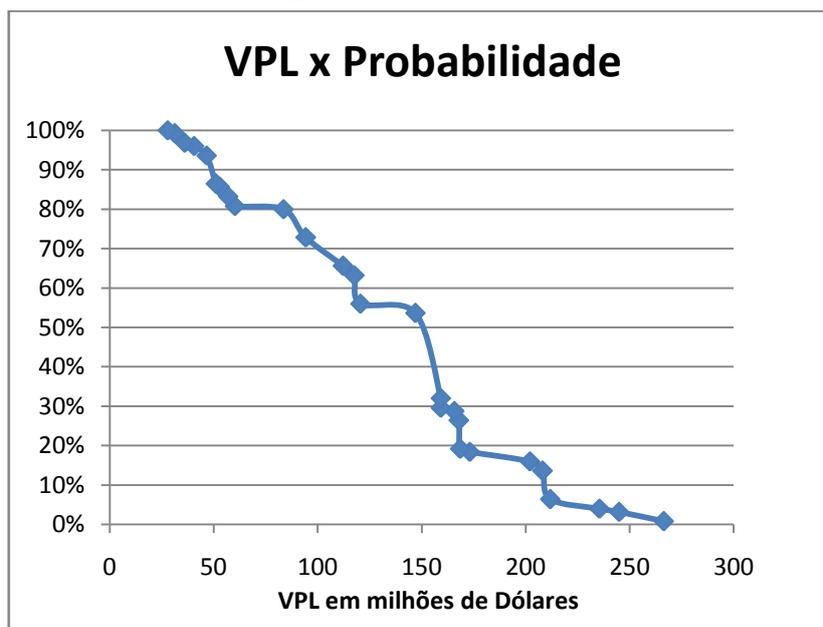


Gráfico do VPL pela probabilidade de acordo com os cenários

4. CONCLUSÃO

Conclui-se, portanto, que as variáveis incertas realmente afetam diretamente a produção de um reservatório, causando uma grande discrepância entre os cenários. O método de análise de risco utilizado mostrou-se eficaz na ajuda da tomada de decisões, dando uma ideia clara sobre todos os cenários possíveis. Os resultados de produção e VPL relacionados com a probabilidade, foram dentro do esperado e de acordo com a teoria. A combinação com as maiores permeabilidades e porosidade foi a que obteve a maior produção e o maior VPL, assim como a combinação com o valor mínimo nas variáveis, o chamado pessimista, obteve a menor produção e o menor VPL. Com o valor atual da venda do barril de óleo, mesmo no cenário pessimista o projeto teria lucro. O método de análise de risco através da árvore de derivação, é então, muito útil para auxiliar na tomada de decisão sobre o projeto, porém outros métodos e outras incertezas também devem ser avaliadas para que se possa ter mais embasamento na decisão.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CARVALHO, R.; ROSA, J.; XAVIER, J. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Brasil. 1ª edição, 2006

MOURA, M -Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção. Universidade Estadual de Campinas-SP, 2006

NOGUEIRA, B. -Análise de Risco de Projetos de Desenvolvimento de Produção Marítima de Petróleo: Um Estudo de Caso- Vitória-ES, 2006

COSTA, A. Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise de Risco no Desenvolvimento de Campos de Petróleo- Universidade Estadual de Campinas- SP, 2003.

DAMSLETH, E. HAGE, A., HYDRO, N. E VOLDEN, R. Maximum Information at Minimum Cost – A North Sea Field Development Study using Experimental Design. Offshore Europe Conference, Aberdeen, 1991.

STEAGALL, D. E. Análise de Risco nas Previsões de Produção com Simulação Numérica de Fluxo – Exemplo de um Campo na Fase de Delimitação. Universidade Estadual de Campinas, 2001

RISSO, V. F. Ajuste de Histórico Utilizando Planejamento Estatístico e Combinação de Dados de Produção, Pressão e Mapas de Saturação. Tese de Doutorado. UNICAMP, 2007.