

Quantificação do Valor de Informação na Análise de Atributos em Exploração de Petróleo

Thiago Andre Manzini¹ (IG – DGRN), Saul Barisnik Suslick² (IG – DGRN)

1 – Thiago.manzini@ige.unicamp.br

2 – Suslick@ige.unicamp.br

Um dos grandes desafios das empresas e organismos reguladores refere-se à estimativa do potencial petrolífero. O conhecimento e as suas estimativas possuem impactos significativos na estratégia exploratória das empresas, bem como no planejamento das atividades no âmbito da exploração e produção de petróleo e gás natural. O conhecimento das incertezas geológicas é um importante instrumento para determinar a viabilidade econômica de campos petrolíferos. O risco e a incerteza envolvidos na fase de exploração podem ser tratados a partir da obtenção de informações em um determinado cenário (modelo estocástico). Entretanto, a aquisição de novas informações está diretamente associada a um custo. A análise do Valor de Informação Perfeita é essencialmente o cálculo da diferença do valor monetário esperado (VME) com e sem informação. Se o valor da informação for inferior ao custo de sua aquisição, tal informação não deve ser obtida.

Simulações preliminares baseadas em dados de 14 poços do campo de namorado obtiveram resultados satisfatórios e condizentes para o potencial *in situ* do campo. As estimativas resultaram em um volume de 107.0 milhões de m³ de óleo para um cenário moderado (P50), 48.3 milhões de m³ para um cenário pessimista (P90) e 175.0 milhões de m³ para um cenário otimista (P10).

O objetivo do projeto é analisar em diferentes cenários a sensibilidade dos resultados a partir de simulações realizadas com e sem informação. Espera-se que o VME obtido para a estimativa com informação seja superior ao VME estimado com ausência de informação, enfatizando desta maneira a importância do cálculo do VDI para auxiliar na tomada de decisão em projetos de E & P de recursos petrolíferos.

Exploração, Incertezas Geológicas, Reservas Petrolíferas, Valor da Informação

1 – INTRODUÇÃO

O risco e a incerteza envolvidos na fase de desenvolvimento de campos petrolíferos podem ser tratados a partir da obtenção de informações que podem reduzir, ou inclusive remover determinada incerteza em um cenário. Entretanto, a aquisição de novas informações está diretamente associada a um custo. Antes da decisão de aquisição de qualquer informação adicional deve-se considerar a probabilidade de seu efeito ser positivo ou ineficiente nos diferentes projetos.

A maneira com a qual se trabalha com as incertezas é um importante instrumento para determinar a viabilidade geológica e econômica de campos petrolíferos. A Análise da Informação (VDI) se torna parte fundamental nos processos de tomada de decisão ao ser utilizada como ferramenta para a quantificação das incertezas e avaliação econômica de distintos cenários de exploração e produção de campos de petróleo.

2 – REVISÃO DA LITERATURA

2.1 – Avaliações de Risco, Incerteza e Probabilidade de Sucesso

Na exploração de petróleo, o risco surge quando as decisões deixam de ser baseadas somente em informações geocientíficas, para serem fundamentadas nas possibilidades do retorno financeiro decorrente da descoberta e no custo das atividades exploratórias, necessárias para que se alcance o sucesso econômico (Rose 1993).

O termo incerteza designa a faixa de valores, em representação probabilística, que uma variável pode obter, corresponde ao erro de uma estimativa. Para a redução do nível da incerteza é necessário obter o máximo de informações possíveis, entretanto a aquisição de informações adicionais está associada a um determinado custo. O termo incerteza pode ser compreendido estatisticamente como um desvio padrão de uma média de acordo com uma gama de dados obtidos acerca da área a ser explorada, isto é, a probabilidade de se encontrar ou não uma variável dentre os dados coletados.

Outros autores utilizam conceitos semelhantes como, por exemplo, risco é a ameaça de perda e a incerteza é o intervalo de probabilidade de ocorrência de alguma variável (Rose 2001). Schuyler (2001) considera risco como a possibilidade definida de ocorrência de diferentes resultados; e incerteza como variabilidade de algum valor. Bailey (2000) cita uma definição mais detalhada que inclui três termos: chance, incerteza e risco, onde chance é a probabilidade de algo ocorrer, incerteza é o intervalo de valores possíveis de um atributo, e risco é a ameaça de perda contida no investimento com considerável incerteza para resultados possíveis

Dentro desse contexto foram desenvolvidas metodologias para a quantificação de incertezas geológicas e econômicas que visam através de técnicas estatísticas, como as simulações estocásticas, o tratamento dos parâmetros e atributos geológicos, gerando diferentes cenários associados a probabilidades de ocorrência ou não de recursos petrolíferos em uma determinada área.

O uso de softwares geoestatísticos, como o Geo-X, tem dado suporte as empresas perfuradoras, mostrando os pontos críticos, os mais favoráveis e definindo melhores estratégias de produção, a utilização da simulação estatística como ferramenta na quantificação de incertezas e análise de risco na fase de exploração pode aumentar a confiabilidade e qualidade dos resultados (FANHA, 1994).

2.2 – Valor da Informação

De acordo com Yokota & Thompson (2004), o Valor da Informação “... avalia o benefício de coletar informação adicional para reduzir ou eliminar incerteza num contexto de tomada de decisão específico”. Vários outros autores como Demirmen (2001) e Begg (2002), citam algumas importantes premissas para o cálculo do VDI:

- As probabilidades de ocorrência estimadas para os possíveis resultados;
- A confiabilidade da informação, ou seja, a eficiência da informação em prever futuros resultados;
- O valor esperado do projeto em termos monetários (VME), para cada resultado possível.

Segundo Suslick e Coelho (2005), a análise do Valor de Informação é essencialmente o cálculo da diferença do valor monetário esperado (VME) com e sem informação. Se o valor da informação for inferior ao custo de sua aquisição, tal informação não deve ser obtida. Então o VDI pode ser entendido como o incremento do valor do ativo após a aquisição de informação. O valor do ativo é estimado pelo valor monetário esperado do projeto:

$$VME = ps \times VPLs - (1 - ps) \times VPLi \quad (1)$$

Onde ps é a probabilidade de sucesso, $VPLs$ é o valor presente líquido (VPL) em caso de sucesso e $VPLi$ é o VPL em caso de insucesso. Portanto o VDI será dado por:

$$VDI = VME2 - VME1 \quad (2)$$

$$VME1 = ps \times VPLs - (1 - ps) \times VPLi \quad (3)$$

$$VME2 = ps \times VPLs - (1 - ps) \times 0 \quad (4)$$

Note que, no cálculo de VME2, foi empregado o conceito, evidentemente teórico, de “informação perfeita”, portanto não há chance de insucesso, já que a ausência de hidrocarboneto seria indicada. A partir das equações acima o Valor da Informação perfeita (VDIp) pode ser calculado por:

$$VDIp = (1 - ps) \times VPLi \quad (5)$$

Esta equação pode ser utilizada para os casos onde são possíveis apenas dois resultados: sucesso ou insucesso (Suslick, 2005).

3 – METODOLOGIA E OBJETIVOS

Para a elaboração do projeto foram utilizados alguns algoritmos existentes no LAGE (Laboratório de Análises Geo econômicas de Recursos Minerais) no IG/Unicamp, bem como o software Geo-X (Geoknowledge®)

que permite quantificar os dados dos atributos geológicos e econômicos através de técnicas probabilísticas como a *simulação de Monte Carlo* (distribuição aleatória de dados) para estimar o potencial de um sistema petrolífero. Os dados do Campo-Escola de Namorado serão inseridos no software, e através deles o Geo-X proporciona os valores de risco, incerteza e probabilidade de sucesso do projeto.

A escolha e o uso dos dados do Campo de Namorado foram separados da seguinte maneira:

- Para o caso sem informação, foram utilizados dados de apenas 1 poço (poço NA03), este por sua vez, funcionaria como um poço pioneiro (*wildcat*), o que resulta em uma menor qualidade da informação adquirida;
- Para o caso com informação, foram utilizados dados de 20 poços representativos do Campo de Namorado, neste caso há uma maior confiabilidade da informação adquirida, o que proporciona melhores resultados para o cálculo do *VDI*.

Ao final do estudo pretende-se estimar o *Valor da Informação* atribuído ao projeto através do cálculo da diferença entre o *VME* obtido com e sem a aquisição de novas informações, de acordo com a *equação 2*.

3.1 – Simulação de Monte Carlo

O processo de geração de números aleatórios através de uma dada distribuição de probabilidades pode ser obtido através de uma simulação numérica desta distribuição. Este procedimento é conhecido como simulação de Monte Carlo. O princípio da simulação de distribuições discretas está baseado na frequência de interpretação da probabilidade, o que significa que os resultados esperados devem ocorrer dentro da frequência especificada pela distribuição das probabilidades.

Números randômicos (aleatórios) podem ser gerados de diferentes maneiras. No interesse do uso dos números randômicos para elaborar simulações, faz-se necessário à aptidão para gerá-los em um computador. Este processo de geração é feito através de funções matemáticas conhecidas como *geradores de números randômicos*.

A maioria dos geradores de números randômicos utiliza alguma forma de relação de congruência. Exemplos de vários geradores incluem um gerador linear, um gerador multiplicativo e um gerador misto. O gerador linear é amplamente utilizado, na verdade, a maioria dos geradores de números randômicos em computadores utiliza este método. Através dele pode-se produzir uma sequência numérica ($X_1, X_2, X_3, \dots$) que varia entre 0 até $m-1$, de acordo com a seguinte relação:

$$X_{i+1} = (AX_i + C) \text{módulo } M \quad i = (0, 1, 2, 3, \dots) \quad (6)$$

O valor inicial de X_0 é conhecido como a semente, A é a constante de multiplicação, C é o incremento, e M é o módulo. Estas quatro variáveis são chamadas de parâmetros de geração. Usando esta relação, o número randômico é gerado através da seguinte equação:

$$R_i = \frac{X_i}{M} \quad i = (1, 2, 3, \dots) \quad (7)$$

Por exemplo, se $X_0 = 35$, $A = 13$, $C = 65$ e $M = 100$, o algoritmo funciona da seguinte maneira:

Interação 0 Dados, $X_0 = 35$, $A = 13$, $C = 65$ e $M = 100$

Interação 1 Computar:

$$X_1 = (AX_0 + C) \text{módulo } M = [13(35) + 65] \text{módulo } 100 = 20$$

$$\text{Então, } R_1 = \frac{X_1}{M} = \frac{20}{100} = 0,20$$

Interação 2 Computar:

$$X2 = (Ax1 + C) \text{módulo de } M = [13(20) + 65] \text{módulo de } 100 = 25$$

$$\text{Então, } R2 = \frac{X2}{M} = \frac{25}{100} = 0,25$$

E assim sucessivamente para a geração dos próximos números randômicos ($R3, R4, R5, \dots$). E é através desta ferramenta matemática de geração de distribuição de dados aleatórios que o software Geo-X permite quantificar os dados dos atributos geológicos e econômicos através das probabilidades de ocorrência destes atributos, podendo assim estimar, o potencial petrolífero do campo, que será necessário para os cálculos de fluxo de caixa (VPL) e conseqüentemente para se obter o resultado correspondente do VDI.

4 – ESTUDO DE CASO, CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS, RJ

4.1 – Bacia de Campos, RJ

A Bacia de Campos está localizada na parte litoral do Estado do Rio de Janeiro, abrangendo uma área de aproximadamente 100.000 Km² possuindo aproximadamente 500 km² em área emersa, é uma bacia típica de margem divergente, tendo sua origem relacionada ao rompimento do supercontinente Gondwana e à conseqüente formação do Oceano Atlântico. Nesta bacia, a interligação das rochas geradoras e das rochas reservatórios pós-evaporíticas está relacionada à tectônica profunda associada à fase *rift* e à movimentação adiastrófica associada à halocinese. Contudo, alguns fatores como baixo afinamento crustal, reativação das fontes de sedimento, intensa tectônica adiastrófica e as variações globais no nível do mar no NeoCretáceo e Terciário interagiram de forma tal que propiciaram a acumulação de enorme volume de hidrocarbonetos (MILANI et al, 1990).

As principais rochas geradoras da Bacia de Campos estão na *Formação Lagoa Feia*, enquanto que, suas principais acumulações de hidrocarbonetos acontecem nos basaltos da *Formação Cabiúnas*, nas coquinas da *Formação Lagoa Feia*, nos carbonatos porosos da *Formação Macaé* e nos arenitos turbidíticos da Formação Campos, sendo estes últimos os maiores reservatórios de petróleo da Bacia de Campos (DIAS et al. 1999).

4.2 – Campo de Namorado, RJ

O campo de Namorado localiza-se na Bacia de Campos, a 80 km a sudeste do Cabo de São Tomé (RJ), sob lâmina d'água de 200 metros. Foi descoberto em 23/11/75 e teve sua produção iniciada em 30/06/79. As produções acumuladas totalizam 254,732 milhões de barris de óleo e 4,783 bilhões m³ de gás (Petrobrás).

O *reservatório* produtor, denominado como Arenito Namorado, após a descoberta do campo homônimo, consiste em depósitos de areias turbidíticas depositadas durante o Albiano-Cenomaniano (Guardado et al. 1990.) Essa unidade sedimentar compõe a porção superior da *Formação Macaé* (Membro Outeiro) e, apresenta-se, intercalada com margas e folhelhos da seqüência hemipelágica da Formação Ubatuba. O perfil de referência do Membro Outeiro encontra-se no intervalo 3029-3247m do poço 1-RJS-283, representando o Arenito Namorado (Lima, 2004).

5 – RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 – Estimativa do Potencial Petrolífero do Campo e Obtenção do VME para o Caso Sem Informação

Parameter [units]	Type	Mean	Std d...	F90	F50	F10
Area of Closure [km2]	Unif	35.0	2.9	31.0	35.0	39.0
Reservoir Thickness [m]	Triang	27.0	16.6	7.1	24.2	51.7
Geometric Factor [%]	Unif	80.0	5.8	72.0	80.0	88.0
Net/Gross Ratio [%]	Unif	72.5	7.2	62.5	72.5	82.5
Porosity [%]	Triang	21.3	3.7	16.2	21.5	26.2
Trap Fill [%]	Unif	75.0	8.7	63.0	75.0	87.0
Oil Saturation [%]	Unif	75.0	5.8	67.0	75.0	83.0
Recovery factor oil [%]	Unif	45.0	2.9	41.0	45.0	49.0
Recovery factor assoc. gas [%]	Const	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabela 1 - Dados dos Atributos Geológicos do Campo de Namorado, RJ

A tabela acima é uma figura extraída do software Geo-X, nela constam às informações obtidas através dos dados de um único poço (caso sem informação), cada parâmetro geológico possui um tipo de distribuição probabilística associada conforme sua conveniência. Por exemplo, para o parâmetro *porosidade*, foi assumida uma distribuição triangular com valores mínimos de 12%, valores máximos de 30%, com uma moda de 22% , assumindo um desvio padrão igual a 3.70.

5.1.1 – Risco Geológico e Probabilidade de Sucesso

A tabela 2 apresenta as probabilidades de ocorrência dos parâmetros geológicos (variáveis aleatórias) que constituem o sistema petrolífero do Campo de Namorado. Estas variáveis são independentes entre si, mas devem ocorrer simultaneamente (*timing*) para uma boa caracterização do reservatório e o volume de óleo associado.

O software elabora um simples cálculo para apresentar os valores relacionados ao sucesso geológico do projeto através da seguinte equação:

$$Pg = P_{ger} \times P_m \times P_{trap} \times P_{res} = 0.65 \times 0.65 \times 0.7 \times 0.6 = 17.7\% \quad (8)$$

Logo a probabilidade de insucesso é dada por:

$$Pi = 100 - Pg = 100 - 17.7 = 82.3\% \quad (9)$$

Risk factor	P(play)	P(segment play)
Trap and Seal [%]	65.0	100.0
Reservoir Presence [%]	65.0	100.0
Reservoir Quality [%]	70.0	100.0
Source and Migration [%]	60.0	100.0
> Marginal play probability [%]	17.7	
> Conditional segment probability [%]		100.0
> Unconditional probability [%]		17.7
> Dry hole risk [%]		82.3

Tabela 2 - Risco Geológico e Probabilidade

5.1.2 – Árvore de Decisão e Cálculo de VME

O cálculo do valor Monetário Esperado em milhões de U\$ (VME), pode ser obtido através da *equação 3*:

$$\begin{aligned}
 VME1 &= ps \times VPLs - (1 - ps) \times VPLi \\
 VME1 &= 0.177 \times -232 - (1 - 0.177) \times -28.1 \\
 VME1 &= -41.12 + (0.823 \times 28.1) = -41.12 + 23.126 \\
 VME1 &= -18
 \end{aligned}$$

Observa-se que para o caso sem informação, devido à baixa confiabilidade e escassez dos dados, o VME esperado para o projeto é negativo, pois neste caso os custos envolvidos na exploração e produção dos recursos superam o Valor Presente Líquido (VPL) estimado para o volume de óleo desta reserva.

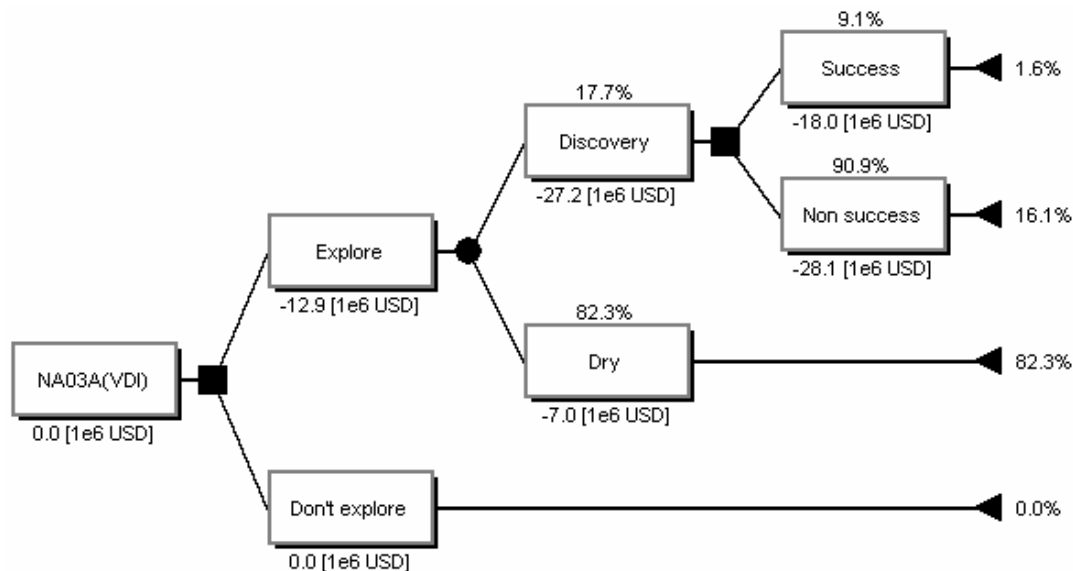


Figura 1 - Árvore de Decisão Para o Projeto Analisado Sem Informação Adicional

Nota-se na árvore de decisão acima que a baixa confiabilidade e qualidade das informações geológicas adquiridas durante as fases de exploração e avaliação de reservas petrolíferas resultam em cenários de inviabilidade econômica para os projetos de E&P de petróleo. Neste caso, o percentual de capital investido para suprir os custos durante as fases de exploração e produção dos recursos é superior ao valor financeiro (taxa de retorno) associado à estimativa do volume para esta reserva. Assim sendo, estes casos resultam em fluxos de caixa negativo para as empresas do setor, tornando estes projetos pouco atrativos para investidores.

5.2 – Estimativa do potencial petrolífero do Campo e Obtenção do VME Para o Caso Com Informação

Parameter [units]	Type	Mean	Std d...	F90	F50	F10
Area of Closure [km2]	Unif	35.0	2.9	31.0	35.0	39.0
Reservoir Thickness [m]	Triang	53.3	18.4	29.0	52.6	78.8
Geometric Factor [%]	Unif	80.0	5.8	72.0	80.0	88.0
Net/Gross Ratio [%]	Unif	72.5	7.2	62.5	72.5	82.5
Porosity [%]	Triang	24.0	4.5	17.5	24.4	29.8
Trap Fill [%]	Unif	75.0	8.7	63.0	75.0	87.0
Oil Saturation [%]	Unif	77.5	4.3	71.5	77.5	83.5
Recovery factor oil [%]	Unif	62.5	1.4	60.5	62.5	64.5
Recovery factor assoc. gas [%]	Const	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabela 3 - Dados dos Atributos Geológicos do Campo de Namorado (20 poços)

Esta tabela é semelhante à *tabela 2*, nas quais se encontram os principais parâmetros geológicos formadores do sistema petrolífero do Campo de Namorado. Entretanto para este caso foram utilizados dados e informações de 20 poços do campo, ou seja, há maior confiabilidade nas informações e menor grau de incerteza associado ao projeto. Os tipos de distribuições destas variáveis aleatórias seguem o mesmo exemplo da tabela anterior, neste caso há um acréscimo em alguns destes parâmetros, sendo a alteração mais importante representada pela espessura do reservatório, resultando em estimativas de maiores volume de óleo para a reserva.

5.2.1 – Risco Geológico e Probabilidade de Sucesso

Abaixo se tem o cálculo para a análise de risco e probabilidade de sucesso do projeto a partir das novas informações adquiridas (dados dos 20 poços). O cálculo da *equação 8* torna-se então:

$$Pg = Pger \times Pm \times Ptrap \times Pres = 0.70 \times 0.75 \times 0.8 \times 0.7 = 29.4\%$$

Logo a probabilidade de insucesso é dada por:

$$P_i = 100 - P_g = 100 - 29.4 = 70.6\%$$

Risk factor	P(play)	P(segment play)
Trap and Seal [%]	70.0	100.0
Reservoir Presence [%]	75.0	100.0
Reservoir Quality [%]	80.0	100.0
Source and Migration [%]	70.0	100.0
> Marginal play probability [%]	29.4	
> Conditional segment probability [%]		100.0
> Unconditional probability [%]		29.4
> Dry hole risk [%]		70.6

Tabela 3 - Risco Geológico e Probabilidade

5.2.2 – Árvore de Decisão e Cálculo de VME

O cálculo do valor Monetário Esperado em milhões de U\$ (VME) neste caso pode ser obtido através da equação 4:

$$\begin{aligned}
 VME2 &= ps \times VPLs - (1 - ps) \times VPLi \\
 VME2 &= 0.294 \times -55.04 - (1 - 0.294) \times -51.2 \\
 VME2 &= -16.18 - (0.706 \times -51.2) \\
 VME2 &= -16.18 + 36.14 \\
 VME2 &= 19.96
 \end{aligned}$$

Nota-se neste caso, que a aquisição de novas informações tornou o projeto atrativo economicamente. A estimativa para a reserva neste cenário de reduzidas incertezas viabilizam o projeto (valor monetário esperado positivo), o qual é decorrente da taxa de retorno atribuída ao novo volume estimado para a reserva.

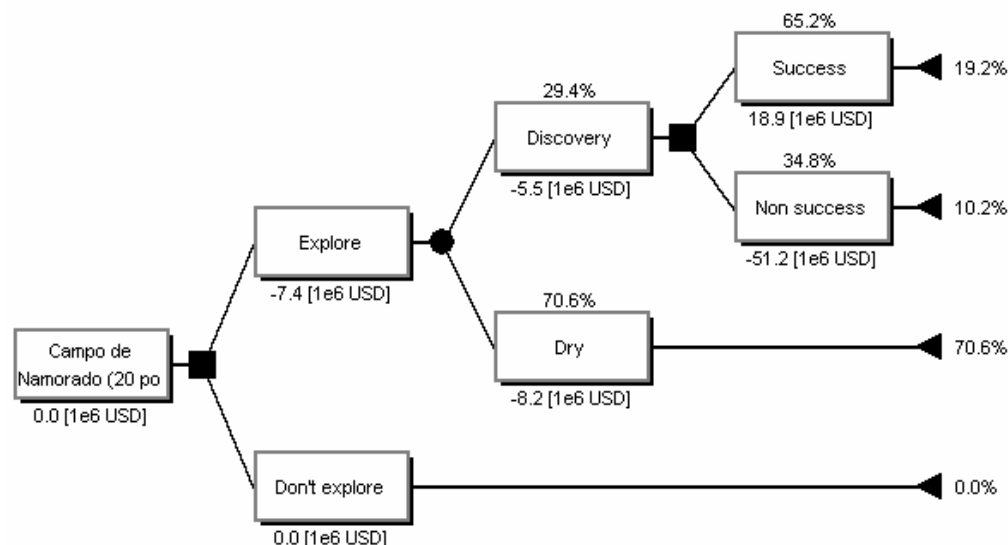


Figura 2 - Árvore de Decisão Para o Projeto Analisado com Informação Adicional

6 – CONCLUSÃO E CÁLCULO DO VALOR DA INFORMAÇÃO (VDI)

A partir dos resultados de *VME1* e *VME2* das estimativas de ambos os casos do projeto, é possível calcular o resultado do VDI de acordo com a equação 2:

$$VDI = VME2 - VME1$$

Onde *VME2* é o caso analisado com informação adicional, e *VME1* é o caso analisado sem informação, portanto o valor para o VDI em milhões de US\$ é dado por:

$$VDI = 19.96 - (-18.00)$$

$$VDI = 37.96$$

A partir do cálculo da diferença entre *VME2* e *VME1* obteve-se um resultado para o *VDI* de aproximadamente US\$38 milhões. Isto realça a necessidade dos investimentos nas fases iniciais dos projetos de E&P de recursos petrolíferos viabilizando a aquisição de novas informações.

A análise elaborada durante o estudo evidencia que projetos realizados em âmbitos de elevadas incertezas, com baixa confiabilidade de dados, tendem a apresentar resultados financeiros desfavoráveis, gerando um cenário pouco atrativo para as empresas e investidores.

O estudo evidenciou a importância do cálculo do *VDI* como uma poderosa ferramenta a ser utilizada nas fases preliminares das estimativas e avaliações de reservas petrolíferas com o intuito de reduzir riscos, planejar e dirigir as atividades dos projetos relacionados à exploração e produção de recursos petrolíferos.

7 – BIBLIOGRAFIA

CLEMEN R. T. *Making hard decisions: an introduction to decision analysis*. Duxbury Press
Printed in USA. 1995. Cap 12.

COSTA, Ana Paula Araújo. Quantificação do impacto de incertezas e análise de risco no desenvolvimento de campos de petróleo. **Unicamp**, Campinas-SP., 2003.

FANHA, Ana Beatriz. Caracterização de reservatório através de técnicas de estatística multivariadas e modelagem estocástica no campo de baixa do algodão, bacia Potiguar. Campinas-SP: **Unicamp**, 1994.

GUARDADO, LINCOLN R.; GAMBOA, LUIZ A. P.; AND LUCCHESI, CELSO F.; 1990, Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing Atlantic type basin, **American Association of Petroleum Geologists Memoir 48**, p. 3-79.

LIMA, F. M. 2004. Análise Estratigráfica dos *Reservatórios* Turbidíticos do Campo de Namorado. In: **Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Universidade Estadual Paulista - UNESP**. Orientador: José Alexandre de Jesus Perinotto.

MENESES, S.X.; ADAMS, T. Ocorrência de resistividades anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos. Bol. Geoci. **PETROBRAS**, RJ, 4(2): 183-188, abr/jun, 1990

MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A. S. L.; ZALAN, P. V.; GAMBOA, L.A.P.; Petroleum in the Brazilian continental margin: geology, exploration, results and perspectives . **Rev. Bras. Geof.**, 18(3): 352-396, 2000.

O'CONNOR. S. 2000, Probability and the Petroleum system: Issues for investors in the upstream oil and gas industry, in **New Zealand Petroleum Conference Proceedings**, 19-22 March 2000.

RANGEL, H.D.; MARTINS, F.A.L.; ESTEVES, F.R.; FEIJÓ, F.J.; Bacia de Campos. **Bol. Geoci. PETROBRAS**, RJ, 8(1): 203-217, jan/mar, 1994.

ROSE. P.R.1999. Exploration Economics, Risk Analysis and Prospect Evaluation. **Course Notes**.

ROSTIROLLA, S. Análise de Incertezas em Sistemas Petrolíferos. **Revista Brasileira de Geociências**, Junho de 1999.

ROOSEVELT, F.T ; ANDRADE, A. ; CARRASQUILLA, A. Identificação de Litotipos nos perfis de poço do Campo de Namorado (Bacia de Campos, RJ Brasil) e do Lago Maracaibo (Venezuela) Aplicando Estatística Multivariada. **Revista Brasileira de Geociências**, Dezembro de 2004.

SUSLICK, S. B., SCHIOZER, D. J. Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 2004.

WHITE, DA, 1993, Geologic risking guide for prospects and plays: **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, v. 77, no. 12, p. 2048-2061