

5 Descrição do modelo

A análise de decisão de um projeto de E&P de uma companhia independente de *upstream* envolve a construção de um modelo matemático que auxilie na identificação das incertezas financeiras existentes no processo. A modelagem da estrutura financeira apresentada foi construída a partir de dados reais e da consideração de certas premissas. A motivação dessa abordagem é fazer com que os dados de entrada da modelagem se assemelhem ao máximo ao da realidade do setor de E&P brasileiro.

O processo de construção do modelo envolve as seguintes etapas:

- Definição dos objetivos que se esperam alcançar;
- Pesquisa, análise e seleção das principais informações que devem existir em uma modelagem econômico-financeira de um projeto de E&P;
- Modelagem das estimativas das premissas e delimitações a serem utilizadas no modelo;
- Simulações dos fluxos de entrada e de saída de caixa conforme os dados utilizados no modelo;
- Cálculo dos principais indicadores tradicionais de decisão.

Este capítulo tem o propósito de, com base em dados reais e premissas plausíveis, construir um modelo que colabore sobre a decisão alocar recursos financeiros ou não em determinado projeto de riscos de E&P. O diferencial deste modelo é considerar de forma simplificada a atividade de E&P, aspectos peculiares ao ambiente regulatório brasileiro que por sua vez influenciam a construção dos fluxos de caixa.

5.1. Origem dos dados do modelo

Para a construção do modelo foram reunidos dados de uma companhia independente, brasileira, de capital aberto, operadora de diversos blocos no segmento de E&P. A opção de manter a confidencialidade da companhia ocorreu porque algumas informações, que acreditam serem confidenciais, não foram obtidas com a organização e por isso foram estimadas em valores proporcionais que se supõem ser próximo ao da realidade.

As informações utilizadas no projeto (*inputs*) foram obtidas a partir de diversos documentos, nos quais os principais foram elencados abaixo:

- Prospectos definitivos de distribuição pública primária de ações ordinárias de emissão da companhia;
- Edital de licitação para a outorga dos contratos de concessão com disposições aplicáveis às atividades de E&P em blocos exploratórios.
- Relatório acerca dos recursos potenciais atribuíveis a certos prospectos pertencentes à companhia em vários blocos licenciados no Brasil;
- Relatório financeiro de uma Corretora de Títulos e Valores Mobiliários sobre a companhia analisada;
- Site das principais empresas de E&P do Brasil, particularmente a seção de relação com investidores.

As principais informações que devem existir em uma modelagem econômico-financeira de um projeto de E&P no Brasil são principalmente aquelas contidas no edital (e no contrato) de concessão dos blocos exploratórios da ANP, e as contidas nos relatórios de avaliação acerca dos recursos potenciais atribuíveis a certos prospectos em vários blocos a serem licenciados no Brasil. As demais informações para a construção do modelo podem ser estimadas a partir de fontes complementares disponíveis, sem prejuízo para os resultados almejados.

O edital e o contrato de concessão de determinado bloco exploratórios define o valor das participações que serão pagas, a duração prevista do projeto, a estimativa de investimentos que serão realizados etc. Desta forma, no modelo são considerados as seguintes suposições:

- O governo brasileiro autorizou a realização de uma nova rodada de licitações, onde a ANP publica o edital informando as regras da licitação para obtenção do Contrato de Concessão para exercer atividades de E&P em determinadas áreas do país;
- A data prevista para a realização do leilão e o pagamento do bônus de assinatura é em dezembro de 2010;
- A companhia dona do projeto analisado ganhará o bloco se assim o desejar.

As empresas ganhadoras de concessões de blocos exploratórios nos *bids* encomendam relatórios de consultorias independentes no setor de petróleo e gás natural. Tais relatórios procuram fazer uma avaliação acerca dos recursos potenciais atribuíveis a certos prospectos em vários blocos a serem licenciados no Brasil. Dentre as informações, destacam-se: propriedades do óleo (grau API), volumes potenciais das reservas, probabilidades de sucesso geológico, estimativas de gastos operacionais com desenvolvimento e produção, *etc.*

Em relação às informações complementares para alimentar o modelo está o ambiente onde o mesmo está inserido. Por exemplo, foi assumido que a companhia independente dona do projeto, ainda não possui nenhum ativo em produção, logo ainda não está gerando receitas decorrentes de suas operações. Os recursos necessários para investir no projeto devem ser totalmente financiados pelo seu capital próprio, uma vez que não existem ativos para oferecer como garantia para capital de terceiros.

5.2. Algumas premissas e delimitações

Para a apuração da área de cada prospecto foi considerado que cada bloco de uma determinada bacia contém um mesmo número de prospectos e que não há área de intercessão entre os prospectos. Este procedimento foi adotado porque em geral as companhias de E&P não divulgam o tamanho da área dos seus prospectos. Portanto, para o cálculo da apropriação do custo de certas participações governamentais (taxa de aluguel de área e bônus de assinatura) ao prospecto essa informação é necessária. Essa simplificação, não prejudica o projeto devido à irrelevância do valor desses gastos frente ao montante das demais participações consideradas.

No portfólio da companhia considerada, existem para a Bacia Sedimentar de Santos, 5 blocos com total de 15 prospectos (ou projetos). Por conseguinte, foi adotada a premissa de que para cada bloco nessa Bacia existem 3 prospectos distintos. Além disso, no modelo foi construído para analisar individualmente a viabilidade econômico-financeira de cada um desses prospectos. Desta forma, desses 15 prospectos, foi escolhido um prospecto de referência (Projeto IX) que apresenta características semelhantes a outros 4 prospectos nesse portfólio. Segundo ROSE (2001) *apud* Pereira (2004), os geólogos especialistas em exploração de hidrocarbonetos reconhecem que os campos de petróleo ocorrem em famílias que apresentam perfis de produção e padrões econômicos similares. Resumidamente o modelo é alimentado com informações dos seguintes prospectos: Projeto VII, Projeto VIII, Projeto IX, Projeto X e Projeto XI.

5.2.1. Duração do projeto

Foi adotada a premissa de que os prazos de cada etapa do projeto são bem definidos e que não sofrem variação. Não há previsão de prorrogação de prazo em nenhuma das fases pelo fato do bloco estar localizado em uma área já conhecida e de águas rasas, o que diminui o desafio geológico e tecnológico. Portanto, o projeto terá no máximo a duração do estabelecido no contrato de concessão das áreas que são de 24 anos. A fase de exploração terá duração de aproximadamente 6 anos, enquanto que a fase de desenvolvimento e produção terá duração máxima de 18 anos.

5.2.2. Riscos não considerados

Dentre as restrições consideradas para os investimentos nos projetos estão principalmente a de limitação de capital orçamentário de risco, e de disponibilidade de informações no momento da tomada de decisão. Não foram consideradas as seguintes limitações:

- Recursos humanos, pois acreditasse que as demais empresas de E&P, que já estão operando no Brasil, são as grandes fornecedoras de profissionais qualificados;
- Falta de fornecimento de suprimentos (sondas de perfuração, unidades de produção, *etc*), uma vez que pode ser plenamente atendido pelo mercado durante a duração do projeto;
- Risco regulatório, pois o órgão regulador brasileiro do setor (a ANP), desde início das rodadas de licitação, tem procurado atuar com regras transparentes e respeitáveis;
- Risco tecnológico, visto que os projetos analisados possuem linha d'água inferior a 400 metros, o que os tornam menos complexos do que os de águas profundas, que exigem tecnologia muito avançada para ser extraído. Essa dificuldade obviamente aumenta os custos e os riscos na extração;

5.2.3. Taxa de câmbio adotada

Os fluxos de pagamentos e recebimentos são apresentados em milhares de dólares norte-americanos (US\$), exceto quando especificamente mencionado. A escolha dessa moeda deve-se ao fato de maioria das empresas independentes de E&P no Brasil, apresentarem seu plano orçamentário em dólar. Nesse contexto, a taxa de câmbio adotada na previsão do fluxo de caixa, para fazer a conversão de reais para o dólar norte-americano foi de 1,7589, que corresponde à média histórica do dólar no ano de 2010. A expectativa é que essa taxa seja a taxa média de câmbio do projeto para os próximos 30 anos. A variação mensal do câmbio ao longo do ano de 2010 é apresentada na Tabela 5.

Tabela 5 - Taxa de Câmbio (R\$/US\$) do ano de 2010

Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Média
1,8748	1,8110	1,7810	1,7306	1,8167	1,8015	1,7572	1,7560	1,6942	1,7014	1,7161	1,6662	1,7589

Fonte: Bloomberg

Todos os valores apresentados nos cálculos deste trabalho estão em milhares de dólares, exceto quando pronunciado ao contrário.

5.2.4. Probabilidade de sucesso geológico

Em função da probabilidade geológica de sucesso envolvida na atividade exploratória, devem-se considerar dois cenários para o projeto: um de sucesso exploratório e outra de insucesso exploratório. No caso de sucesso exploratório, o plano de investimentos é cumprido até a o fim da fase de produção com o seu abandono. Enquanto que no caso de insucesso exploratório, apesar dos investimentos já realizados, o projeto é abandonado e os blocos devolvidos à ANP antes dos investimentos pertinentes da fase de desenvolvimento da produção.

5.2.5. Outras considerações do modelo

Outras considerações do modelo são:

- O período de cada movimentação de caixa possui uma mesma escala de tempo (de um ano civil), e os fluxos são postecipados;
- Após as entradas e saídas de caixa serem estimadas, estas serão descontados a uma determinada taxa de desconto anual para calcular os VPLs no caso de sucesso e insucesso exploratório.

5.3. Estimativas de entrada de caixa

As entradas de caixa de um projeto são determinadas pelas quantidades de barris de óleo equivalente (boe) multiplicadas pelo preço de venda. As quantidades vendidas são as de barris que representam o volume potencial de hidrocarbonetos que se espera produzir. E o preço considerado é o preço do Brent, a qual pode ser aplicada um desconto em função da qualidade do óleo. A Tabela 6 representa um exemplo do total de estimativas de entrada de caixa de um projeto de E&P.

Tabela 6: Estimativa de entrada de caixa

Estimativas de entradas de caixa	Referência
Volume potencial de óleo	10 ³ bbl
Volume potencial de gás	10 ³ boe
Volume potencial total	10³ boe
Preço do óleo (Estimativa do Brent)	US\$/bbl
Prêmio/Desconto no Brent	1
Preço do óleo	US\$ Mcft

Fonte: Própria

5.3.1. Curva de produção

A curva de produção foi considerada a partir de um grupo de 5 (cinco) prospectos semelhantes de produção de óleo na Bacia de Santos, conforme pode ser verificado na Tabela 7.

Tabela 7 - Quantidades potenciais de óleo em projetos semelhantes

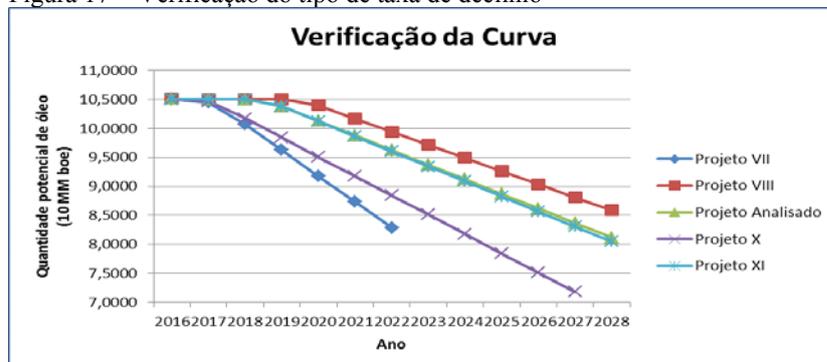
Quantidade Potencias de Óleo					
Período do Projeto	Projeto VII (10 ³ bbl)	Projeto VIII (10 ³ bbl)	Projeto IX (10 ³ bbl)	Projeto X (10 ³ bbl)	Projeto XI (10 ³ bbl)
9	10.950	18.249	18.249	10.950	18.249
10	21.899	27.374	27.374	21.899	27.374
11	31.109	36.599	36.599	31.109	36.599
12	36.499	36.499	36.499	36.499	36.499
13	34.585	36.499	36.499	35.038	36.499
14	23.562	36.499	32.267	26.253	32.161
15	15.147	32.745	25.147	18.866	24.892
16	9.684	26.037	19.491	13.482	19.160
17	6.212	20.766	15.153	9.666	14.794
18	3.987	16.562	11.781	6.930	11.423
19	-	13.242	9.181	4.980	8.841
20	-	10.529	7.116	3.559	6.805
21	-	8.398	5.533	2.552	5.255
22	-	6.698	4.301	1.829	4.057
23	-	5.358	3.355	1.317	3.143
Total	193.634	332.054	288.545	224.929	285.751

Fonte: Própria

Observa-se na Tabela que os projetos somente começam a produzir óleo partir do 9º ano do projeto. E que o ápice da produção acontece no 11º ou no 12º na, sendo que a duração da produção terá no máximo 15 anos.

A partir das quantidades potenciais de óleo dos projetos foi calculado o logaritmo neperiano de quantidade potencial de óleo de cada ano para averiguar se após atingir o pico de produção, a curva de produção segue um modelo de curva de declínio exponencial. A Figura 17 apresenta as curvas geradas pela produção:

Figura 17 - Verificação do tipo de taxa de declínio



Fonte: Própria

Após a verificação que todos os projetos obedecem a um modelo de curva de declínio exponencial, calcula-se a taxa de declínio dessa curva, que é o coeficiente angular da reta. Utilizando-se a função INCLINAÇÃO do EXCEL, encontram-se os resultados apresentados na Tabela 8.

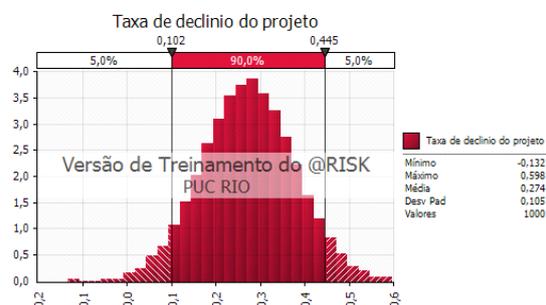
Tabela 8 - Taxa de declínio exponencial de projetos semelhantes

Projeto VII	Projeto VIII	Projeto IX	Projeto X	Projeto XI
-0,4357	-0,1751	-0,2177	-0,3185	-0,2237

Fonte: Própria

A partir das taxas de declínio exponencial de projetos semelhantes apresentadas na Tabela 11, procurou-se encontrar a taxa de declínio que foi utilizada no projeto. Para a apuração da taxa de declínio do modelo foi atribuída uma distribuição normal, que após 1.000 simulações foi encontrada a taxa média de declínio do modelo foi igual a 0,274 conforme pode ser observado na Figura 18.

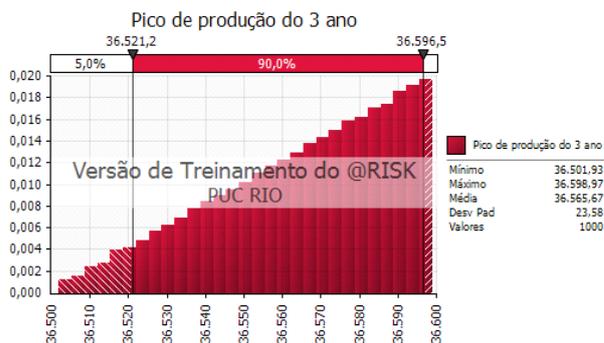
Figura 18 - Simulação da taxa de declínio de produção do projeto



Fonte: Própria

Quanto ao valor do pico da produção do modelo, ele será calculado com base no valor da produção dos 5 primeiros anos de produção de projetos semelhantes. Na estimativa desse novo pico, utilizou-se principalmente uma distribuição triangular com três pontos. O ponto mais provável é dado pelo valor do pico do projeto de referência. Os pontos mínimo e máximo são respectivamente o menor e maior valor dos picos dos projetos semelhantes. Após 1.000 simulações foi encontrado o valor médio de 36.565 milhões de barris com um desvio padrão de 23,58 mil barris conforme pode ser observado na Figura 19.

Figura 19 - Simulação do pico de produção no 3º ano de produção



Fonte: Própria

Com as informações sobre a produção até o pico e a produção decrescente conforme taxa de declínio, pode-se calcular o valor estimado da produção a cada ano conforme demonstrado na Figura 20.

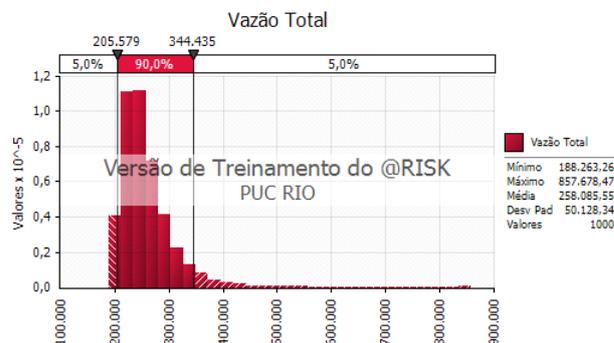
Figura 20 - Produção estimada por período de produção



Fonte: Própria

Segundo a simulação realizada, os valores totais médios dos recursos potenciais encontrados foram 258 milhões de barris com desvio padrão de 50 mil barris, conforme demonstrado na Figura 21.

Figura 21 - Estimativas do total dos recursos potenciais do projeto



Fonte: Própria

5.3.2. Preço do óleo

No modelo é assumido que 100% de toda descoberta comercialmente viável de óleo já tem comprador, cuja venda será feita em função do preço do Brent e da qualidade do óleo. Também foi assumido que não há comprador para o gás, por isso o modelo não considera a produção e venda do gás.

Em termos de qualidade do petróleo (grau API), foi assumido que a qualidade média do petróleo da Bacia de Santos é do tipo leve. Assim, o óleo será vendido ao preço do Brent, não sendo aplicado nenhum prêmio ou desconto ao preço em função da sua qualidade.

Para a previsão do preço do óleo, considerou-se que o mesmo segue o processo estocástico Movimento Geométrico Browniano – MGB cuja equação é dada por Eq. [4].

$$P_t = P_{t-1} * e^{\left[\left(\alpha - \frac{\sigma^2}{2} \right) * \Delta t + \sigma * Normal(0,1) * \sqrt{\Delta t} \right]}$$

Onde,

P_t = Preço do óleo no tempo t;

P_{t-1} = Preço do óleo no tempo t-1;

α = taxa de crescimento;

σ = volatilidade;

Δt = diferença entre o tempo t e o t-1;

Normal (0;1) = é a distribuição normal de uma variável aleatória com média zero, e variância igual a um.

A taxa de crescimento (α) utilizada foi informada nas estimativas do Relatório *Outlook Review 2010*, para o preço do Brent entre os anos de 2008 e 2035. A taxa assumida foi 1,1% ao ano.

A estimativa da volatilidade (σ) foi feita com base nos valores histórico do Relatório *BP Statistical Review of World Energy 2010*. Segundo Yoshimura (2007), a volatilidade histórica pode ser obtida pela variação do logaritmo neperiano do preço do ativo. Utilizando-se a equação [5] nessa base encontrou-se uma volatilidade igual a 27,71%.

$$\text{Volatilidade histórica} = \sigma_p = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \ln \left(\frac{P_t}{P_{t-1}} \right)^2}$$

O preço inicial do óleo (P_{t-1}) utilizado foi o preço de referência do Brent do Relatório *Outlook Review 2010*, para serem realizados as estimativas do crescimento econômico energético dos EUA. Assim, o preço de referência inicial utilizado na simulação foi US\$ 99,57 por barril.

Em suma, considerando o Movimento Geométrico Browniano (MGB), o preço do óleo utilizado no modelo teve os seguintes parâmetros: volatilidade de 27% ; taxa de crescimento de 1,1% e preço de referência do óleo de 99,57 USD/ bbl. Através da aplicação de uma simulação com 1.000 iterações à equação do MGB, obteve-se uma distribuição de probabilidade para preços do óleo.

5.4. Estimativas de saída de caixa

As saídas de caixa compreendem ao valor estimado dos investimentos, as despesas operacionais de produção, ao overhead, aos tributos e principais obrigações onerosas consideradas.

A metodologia de contabilização utilizada no exemplo é método dos esforços bem-sucedidos (*sucessul efforts*), onde são capitalizados apenas os gastos diretamente relacionados com descobertas de óleo e gás. Os custos resultantes de insucesso exploratório ou de geologia e geofísica em geral são classificados como despesas no período em que ocorreram.

A Tabela 9 mostra as fases de um projeto de E&P e alguns dos principais tipos de saídas de caixa relacionados.

Tabela 9 – Principais tipos de saída de caixa por fase operacional

Fases do projeto de E&P	Principais tipos de saída de caixa		
	Participações governamentais	Gastos operacionais	Tributos e outros
Pré-operacional	Bônus de Assinatura	-	-
Exploração	Taxa de retenção	PE - 1º período	-
	-	PE - 2º período	-
	-	Overhead	-
Desenvolvimento	Taxa de retenção	Invest. em Facilidades	-
	-	Invest. em Perfuração	-
	-	Overhead	-
Produção	Taxa de retenção	Despesas Fixas	ICMS
	Royalties	Despesas Variáveis	PIS/COFINS
	Participação Especial	Despesas Logísticas	IR e CSLL
	-	Despesas de Abandono	-
	-	Overhead	-

Fonte: Própria

5.4.1. Tributos, contribuições e participações governamentais

Conforme a Lei do Petróleo e as regulamentações da ANP, para o cálculo das participações especiais e dos royalties existem preços de referência de venda do petróleo e gás natural, cujos critérios (da ANP), procuram refletir os preços internacionais e a taxa de câmbio no período analisado. Neste trabalho foram considerados que os preços de referencia da ANP para o cálculo dessas participações são os mesmos adotados na estimativa das receitas.

Na análise de viabilidade foram considerados os seguintes tributos, contribuições e participações governamentais com suas respectivas alíquotas:

- Royalties de 10% incidentes sobre a receita bruta de venda de petróleo;
- Participação Especial possuindo um cálculo extremamente complexo, que depende que o campo atinja volumes substanciais de produção, da localização do bloco e do tempo de produção. Para simplificação e sem que isso prejudique os objetivos da análise, foi adotada a alíquota de 10% incidentes sobre a receita líquida da venda da produção;
- Pesquisa e desenvolvimento de 1% aplicável sobre o valor da receita bruta;
- Impostos indiretos sobre venda de petróleo e gás natural: (i) ICMS de 12% em decorrência da venda dentro do mesmo estado de São Paulo; (ii) PIS/COFINS de 9,75% sobre a venda bruta;
- Imposto de renda com alíquota de 25% e Contribuição Social sobre lucro líquido com alíquota de 9% sobre a receita líquida tributável.

O pagamento pela ocupação ou retenção das áreas (art. 51) deve ser feito anualmente. Para fins do cálculo desse pagamento, a ANP levou em consideração o tamanho do bloco. Esses valores são reajustados anualmente, a partir da data de assinatura do contrato, pelo IGP-DI acumulado nos 12 meses antecedentes à data de cada reajuste, conforme previsto no art. 28 do Decreto n.º 2.705/98. No exemplo, a partir de dados históricos, o IGP-DI foi estimado o valor de 6,6309% a.a. para os períodos conseguintes a 31.12.2010.

Os demais tributos e contribuições incidentes na aquisição de bens e serviços estão inclusos no valor dos gastos operacionais das atividades e são considerados irrelevantes frente ao total desses gastos.

5.4.2. Gastos operacionais capitalizados

Os gastos operacionais correspondem aos desembolsos diretos e necessários à atividade finalística do projeto. Os gastos operacionais podem ser capitalizados ou considerados como despesas operacionais dependendo da sua natureza. Assim, os gastos capitalizados correspondem aos gastos com o bônus de assinatura, com os investimentos da fase de desenvolvimento da produção e com os gastos com perfurações no 2º período da fase exploratória.

O valor do bônus de assinatura corresponde a um montante pago no ato da assinatura do contrato de concessão. O valor depende do mínimo fixado pela ANP no edital da licitação e da apropriação da área do bloco no projeto.

Os investimentos da fase de desenvolvimento da produção podem ser divididos em dois tipos: em perfuração e facilidades. Os investimentos em perfuração compreendem basicamente os bens contratados para perfuração dos poços, serviços de análises de reservatórios e de desempenho potencial da produção. Enquanto que os investimentos em facilidades compreendem os gastos com engenharia básica para o desenvolvimento do campo. Após a instalação dessas estruturas é que se inicia a geração de caixa, com a fase de produção de petróleo e a respectiva geração de caixa do projeto. Os investimentos da fase de desenvolvimento da produção foram calculados com base numa distribuição triangular, utilizando-se os parâmetros de projetos semelhantes na bacia.

Os gastos com perfuração correspondem aos gastos com as perfurações exploratórias. O montante foi definido por estimativas da empresa em seu prospecto.

5.4.3. Despesas operacionais

As despesas operacionais correspondem basicamente às despesas de G&G e às despesas operacionais de produção.

As despesas de G&G correspondem basicamente os gastos com sísmica, que contabilmente são considerados despesas quando ocorridas. Elas ocorrem no 1º período da fase exploratório. O montante foi definido por estimativas da empresa em seu prospecto.

Na fase de produção, no exemplo, existirão despesas operacionais potenciais que podem ser classificadas em fixas, variáveis, logísticas e de abandono do projeto. As despesas fixas correspondem principalmente ao aluguel das unidades de produção *offshore*, as FPSOs (em inglês, *Floating, Production and Storage Offshore*). No exemplo, o aluguel destas unidades é de US\$100 milhões/ano, com capacidade de produção de 100.000 barris de óleo por dia. Já as despesas variáveis correspondem a uma variedade de despesas que oscilam em função dos volumes de produção, por exemplo: gastos com materiais e serviços na perfuração, *etc.* No exemplo, a despesa variável adotado para todos os projetos é de 3,8 US\$/bode. As despesas de logística compreendem os gastos com transporte da produção da origem até o cliente. Ela também varia em função do volume produzido. No exemplo, a despesa de logística adotada para todos os projetos é de 2,0 US\$/bode. As despesas de abandono, os gastos com a recuperação das áreas, retiradas dos equipamentos, *etc.* No exemplo, essa última despesa tem duração de 1 ano e valor estimado em US\$ 20 milhões.

5.4.4. Overhead

Os gastos de *overhead* correspondem às despesas gerais e administrativas do projeto que dão suporte às atividades operacionais. Envolvem os seguintes gastos: folha de pagamento e benefícios dos colaboradores da companhia; tecnologia da informação (informática, telecomunicações, *etc.*); aluguel, manutenção e suprimento diversos para a sede da companhia; serviços prestados por consultores, auditores e escritórios de advocacia; viagens, refeições e transportes; seguros diversos; tributos e taxas incorridos em atividades não operacionais.

Na base de cálculo não são considerados as participações governamentais. Nepomuceno (1997) afirma que dentre os encargos de produção, o *overhead* está entre 10% e 20% dos custos operacionais. Assim, no exemplo estudado foi considerado como *overhead* 10% dos gastos capitalizados.

5.5. Cálculo da taxa de desconto dos projetos

No modelo é assumido que os donos dos projetos possuem uma estrutura de capital constituída 100% de capital próprio. Desta forma, o VPL dos projetos foi calculado pelo método do fluxo de caixa descontado, utilizando-se uma taxa de desconto, estimada pelo modelo do CAPM (*Capital Assets Price Model*). Portanto o custo de capital próprio foi calculado pelo CAPM pela Form.[2]

$$CAPM = R_f + Beta * (E(R_m) - R_f) - Inflação (EUA) + Risco Brasil$$

O cálculo elaborado do custo do capital próprio foi feito sob a perspectiva de um investidor global analisando um investimento em uma empresa brasileira em 31.10.2010. Este investidor global analisa o Brasil como se estivesse operando no mercado de capitais americano. O mercado de capitais dos EUA foi considerado como referência por ser o maior mercado mundial e com características que se assemelham ao de um mercado perfeito.

5.5.1. Taxa livre de risco

É considerado um ativo sem risco aquele que tem risco mínimo de default. Nos EUA, os títulos de longo prazo do tesouro norte-americano são considerados ativos sem risco. No modelo CAPM utilizado, foi utilizado a T-Bonds de 30 anos. A taxa de retorno destes títulos será equivalente à taxa livre de risco - R_f .

No exemplo, foi considerada a taxa de juros equivalente ao bônus emitido pelo governo americano, para um período correspondente a da duração do projeto, de 30 anos. Por conseguinte, foi assumido a Treasury Constant Maturities, com prazo de vencimento de 30 anos, igual a 4,25% ao ano, cotação em 2010, conforme descrito no site <http://www.federalreserve.gov/releases/h15/data.htm> em 28/08/2010.

5.5.2. Prêmio pelo risco no mercado

O prêmio pelo risco de mercado ($E(R_m) - R_f$) representa a remuneração dada pelos retornos históricos do mercado acionário norte-americano em relação ao retorno dos ativos livres de risco.

Conforme sugerido pelo Professor Damodaram em <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>, 28/11/2010, o prêmio de risco considerado será de 5,20%. Esse percentual corresponde à média geométrica dos prêmios do retorno do mercado acionário norte-americano em relação aos títulos do tesouro norte-americano de 1926 (que é o primeiro dado de mercado disponível) até 2010 (data base da análise).

5.5.3. Beta

A diversificação dos investimentos em vários projetos reduz o risco total da carteira. Entretanto, somente uma parcela do risco total que não pode ser eliminada pela diversificação. A parte do risco total que não pode ser eliminada pela diversificação é mensurada pelo coeficiente beta (B), que representa o risco inerente ao ativo. O coeficiente beta mostra a sensibilidade da variação do retorno de um ativo individual em relação à variação do retorno da carteira de mercado. O beta da carteira de mercado (beta médio de todos os títulos disponíveis no mercado) é sempre igual a 1. Portanto, se o beta da ação de uma empresa também é igual a 1 (um), significa que esta ação tem um risco semelhante ao da carteira de mercado.

O beta considerado foi igual a 0,7267. Isso significa que este ativo merece um prêmio inferior ao prêmio da carteira.

5.5.4. Inflação americana

Deve-se subtrair das taxas de desconto encontradas, a taxa de inflação norte-americana. O objetivo é encontrar as taxas de retorno reais. No exemplo, o Índice de Preços ao Consumidor (IPC) nos Estados Unidos foi de 1,5% durante o ano de 2010, conforme descrito no site <http://economia.uol.com.br/ultimas-noticias/efe/2011/01/14/inflacao-de-15-registrada-nos-eua-em-2010-e-a-mais-baixa-em-2-anos.jhtm>, em 28/08/2011.

5.5.5. Prêmio pelo risco Brasil

A utilização de indicadores norte-americanos implica na adoção de um prêmio de risco devido ao elevado grau de incerteza no ambiente político-econômico brasileiro.

Portanto é necessário fazer um ajuste do CAPM ao risco Brasil. Em geral utiliza-se o índice Embi + Brasil para obter esse risco.

O *Emerging Markets Bond Index – Brasil* (Embi + Brasil) é um índice que considera os títulos da dívida externa brasileira. Ele é obtido pela média ponderada dos prêmios pagos por títulos brasileiros em relação a títulos do tesouro norte-americano (considerados livres de risco), de prazo equivalente.

No exemplo, foi considerado que o prêmio pelo risco Brasil é igual média aritmética da cotação dos 12 meses do ano de 2010, cujo valor foi igual 207 pontos-base, conforme o site [www.acionista.com.br/graficos_comparativos/embi_us\\$_mensal.htm](http://www.acionista.com.br/graficos_comparativos/embi_us$_mensal.htm), em 28/08/2011.

5.5.6. Cálculo do CAPM

Considerando as premissas dadas ao CAPM, a Tabela 10 e a Tabela 11 demonstram o cálculo da taxa livre de risco e do custo capital próprio respectivamente,

Tabela 10- Apuração da taxa livre de risco

Taxa Livre de Risco	Valor	Comentário
(+) Tx livre de risco EUA	4,25%	Treasury Constant Maturities. Fonte: http://www.federalreserve.gov/releases/h15/data.htm
(+) Risco Brasil	2,07%	Ajuste do CAPM ao prêmio de risco Brasil. Fonte: www.acionista.com.br/graficos_comparativos/embi_us\$mensal.htm , em 28/08/2011
(=) Tx livre de risco nominal	6,32%	-
(-) Inflação projetada nos EUA	1,50%	Inflação dos EUA no ano 2010. Fonte: http://economia.uol.com.br/ultimas-noticias/efe/2011/01/14/inflacao-de-15-registrada-nos-eua-em-2010-e-a-mais-baixa-em-2-anos.jhtm
(=) Tx livre de risco real	4,82%	-

Fonte: Própria

Tabela 11- Apuração do custo do capital próprio

Custo de Capital Próprio	Valor	Comentário
(+) Prêmio de risco do mercado de ações EUA	5,20%	Prêmio de risco implícita no mercado norte-americano Fonte: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ , em 28/08/2011
(x) Beta da ação da companhia	0,73	Fonte: www.infomoney.com.br ; http://www.bolsapt.com/historico/%5EGSPC/1/de-13-06-2008-a-31-12-2010/ , em 28/08/2011
(=) Prêmio de risco do mercado	3,78%	-
(+) Tx livre de risco nominal	6,32%	-
(+) Risco Brasil	2,07%	Ajuste do CAPM ao prêmio de risco Brasil Fonte: www.acionista.com.br/graficos_comparativos/embi_us\$mensal.htm , em 28/08/2011
(=) Custo de capital próprio nominal	12,17%	-
(-) Inflação projetada nos EUA	1,50%	-
(=) Custo de capital próprio real	10,67%	-

Fonte: Própria

O custo de capital próprio real para a companhia foi 10,67% a.a., conforme demonstrado no Quadro acima. Considerando o capital de terceiros inexistente, o CMPC também será igual a 10,67% a.a.

5.6. Taxa de depreciação

Os gastos capitalizados são amortizados conforme o método das unidades produzidas. Desta forma, para cada período é amortizado um valor correspondente à razão entre a produção daquele período e o valor total estimado produção.

5.7. Demonstração do resultado

A demonstração do resultado do exercício – DRE de um projeto de E&P segue tipicamente o modelo apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 - Modelo de DRE de um projeto de E&P

Demonstração do Resultado
Venda do óleo
(+) Venda do gás
(=) Faturamento bruto
(-) Royalties
(-) Pesquisa e Desenvolvimento
(-) ICMS
(-) PIS/COFINS
(=) Faturamento líquido
(-) Participação especial
(-) DD&A por unidades produzidas
(-) Despesas Operacionais (Successful Efforts)
(=) Lucro antes do IR
(-) IR e CSLL (34%)
(=) Lucro líquido do período

Fonte: Própria

5.8. Estimativa do fluxo de caixa

Foram calculados 2 fluxos de caixa para o modelo. Um para o caso de sucesso onde há a descoberta de óleo. E outro fluxo para o caso de insucesso exploratório onde ao final da fase exploratória do projeto não há indícios de existir descobertas comerciais de óleo favoráveis.

A Tabela 13 apresenta um modelo fluxo de caixa de um projeto de E&P. Neste modelo, a partir do lucro líquido do período, que está no regime de competência são feitos ajustes para retirar o efeito dos fluxos não monetários do DRE. Desta forma, são feitos os seguintes ajustes:

- Acréscimo das despesas com depreciação, depleção e amortização - DDA. São gastos não monetários presentes do lucro líquido;
- Dedução dos gastos capitalizados. Visto que já foram inseridas as despesas com DDA, o ajuste com os gastos capitalizados apenas ajusta os períodos do regime de competência para o regime de caixa em que tais gastos ocorreram.
- Acréscimo dos créditos tributários de PIS/COFINS. Quando do cálculo do fluxo de caixa, as despesas apuradas de PIS/COFINS com a venda do óleo devem ser deduzidas dos créditos de PIS/COFINS conseguidos com aquisições.

Tabela 13- Modelo de fluxo de caixa de um projeto de E&P

Fluxo de caixa
(=) Lucro líquido do período
(+) DDA por unidades produzidas
(-) Gastos Capitalizados
(+) Créditos tributários (PIS/COFINS)
(=) Fluxo de caixa livre do projeto

Fonte: Própria

5.9. Árvore de decisão do projeto

Durante o tempo de vida útil de um projeto de E&P todas as decisões são tomadas sob condições de incertezas. Ao final de cada período operacional e não ao final de cada fase regulamentar da ANP, existem sempre pelo menos dois resultados possíveis resultantes de uma tomada de decisão. No exemplo, foi considerado que o objetivo principal da Companhia, quando da procura por sócios, é realizar o VPL estimado ou então abandoná-lo, quando puder ser previsto que esse VPL não realizará. A finalização do projeto antes do seu término visa à minimização de perdas com o capital de risco exploratório.

Com base nas informações do capítulo anterior, podemos criar uma árvore de decisão que contemple todas as alternativas que a empresa tem de investimentos. A árvore está ilustrada na Figura 21. A construção da árvore de decisão não está associada à mensuração do risco. O seu propósito é o entendimento das tomadas de decisão de forma gráfica e sistemática. A análise do problema por árvore de decisão apresenta limitações, como por exemplo, a captura da aversão ao risco do tomador de decisão.

Basicamente, existem 3 nós principais de decisão num projeto. O primeiro deles, e foco do presente estudo, é a decisão sobre investir ou não em determinado projeto exploratório. Os outros 2, estão nos períodos exploratórios e condicionados ao cumprimento de um Programa Exploratório Mínimo - PEM correspondente. Ao fim do 1º período exploratório, o concessionário tem a opção de adentrar o 2º período exploratório ou devolver o bloco à ANP. Caso prossiga com o projeto, ao final do 2º período, o concessionário tem a opção de fazer o pedido à ANP de declaração de comercialidade do bloco, e adentrar na fase de desenvolvimento da produção, ou então devolver o bloco à ANP. A árvore de decisão apresentada a seguir demonstra esse nós.

