

Análise de viabilidade do desenvolvimento de um campo de petróleo: uma abordagem por opções reais no contrato de partilha de produção

Marcelo Nunes Fonseca

Universidade Federal de Itajubá, IEPG, Itajubá, Brasil

Edson Oliveira Pamplona

Universidade Federal de Itajubá, IEPG, Itajubá, Brasil

Paulo Rotela Junior

Universidade Federal da Paraíba, DEP, João Pessoa, Brasil

Victor Eduardo de Mello Valério

Universidade Federal de Itajubá, IEPG, Itajubá, Brasil

Recebimento:

28/01/2016

Aprovação:

24/07/2017

Editor responsável:

Prof. Dr. Eduardo Contani

Avaliado pelo sistema:

Double Blind Review

Resumo

Objetivo – O objetivo desta pesquisa é analisar a viabilidade de desenvolvimento de um campo real de petróleo localizado no continente africano, em que o contrato de partilha de produção é adotado por meio da aplicação da teoria de opções reais.

Metodologia – A pesquisa foi desenvolvida de acordo com os preceitos da modelagem e simulação, na qual foi elaborado um esquema composto por três fases, com o intuito de facilitar a análise de viabilidade do projeto.

Resultados – Primeiro, pelo método tradicional sugere-se ao tomador de decisão não investir no desenvolvimento do campo. Ao incorporar as incertezas na tomada de decisão, entretanto, outros resultados foram obtidos. Atestou-se que, apesar de reduzida, existe uma probabilidade de o projeto ser viável. Em seguida, por meio da utilização do modelo binomial para representar o processo de difusão do preço do barril do petróleo, o valor do ativo, considerando a flexibilidade de adiar o desenvolvimento do campo, é calculado.

Contribuições – Os resultados apontam que, caso o gestor tenha o direito de investir no futuro e esperar por melhores condições do preço do petróleo, ter a opção de adiar o desenvolvimento do campo de petróleo gera valor a seu ativo. O método proposto é uma contribuição que fornece subsídios para melhoria dos processos de tomada de decisão para avaliar os investimentos.

Palavras-chave – Análise de viabilidade; opções reais; contrato de partilha de produção; exploração e produção de petróleo.



**Revista Brasileira de Gestão
e Negócios**

DOI: 10.7819/rbgn.v19i66.2943

I Introdução

A avaliação de um projeto de exploração de petróleo é uma operação complexa e desafiadora. Uma crescente atenção vem sendo dada ao planejamento do desenvolvimento de campos de petróleo e gás, dadas às descobertas de grandes reservas dessas fontes na última década (Gupta & Grossmann, 2011).

À vista disso, Helland e Torgersen (2014) alertam para o cuidado que deve ser tomado ao avaliar investimentos em projetos de petróleo, em razão, principalmente, das incertezas em diversas variáveis relacionadas à avaliação – sendo a incerteza definida como desvios do resultado esperado.

As principais fontes de incerteza na decisão sobre o valor de um projeto são quantidade e qualidade das reservas de um campo – variável interna definida por fatores geológicos – e preço do petróleo – variável externa definida por fatores de mercado (Gupta & Grossman, 2014; Helland & Torgersen, 2014; Salomão & Grell, 2001).

De acordo com Schiozer, Ligeiro e Santos (2004), essas incertezas podem influenciar o sucesso de uma exploração e produção de petróleo e, à medida que os investimentos e os custos de exploração de petróleo têm crescido rapidamente na última década, um processo analítico consistente, que forneça subsídios para a tomada de decisão ótima, se torna crucial ao analisar projetos de investimentos na indústria petrolífera (Helland & Torgersen, 2014).

Existe uma série de ferramentas analíticas utilizadas, justamente, com a finalidade de buscar avaliar projetos envolvendo investimentos em exploração de petróleo, dentre as quais se destaca o fluxo de caixa descontado (DCF, *Discounted Cash Flow*). Essa técnica, no entanto, não leva em consideração o valor da flexibilidade gerencial presentes nesses tipos de projetos (Helland & Torgersen, 2014).

Nesse contexto, a Teoria de Opções Reais (ROT, *Real Options Theory*) surge como um método capaz de incorporar as flexibilidades gerenciais que os métodos tradicionais não incorporam. De acordo com Fleten, Gunnerud e

Svendsen (2011), a avaliação por opções reais tem sido aplicada a projetos de petróleo por um longo tempo, uma vez que apresentam muitos atributos que os tornam adequados para essa avaliação.

Em relação aos métodos para cálculo do valor da opção, podem ser citados os modelos Black & Scholes e da árvore binomial. Nesses modelos, seis variáveis são requeridas em sua definição: valor presente dos fluxos de caixa futuros, valor presente dos investimentos, taxa de juros livre de risco, tempo de expiração da opção, taxa de dividendos (ou de conveniência) do ativo básico e a volatilidade do ativo básico. Dentre essas variáveis destaca-se a volatilidade, uma vez que, segundo Costa Lima e Suslick (2006), esse parâmetro é chave e difícil de estimar, já que não se tem uma série histórica de valores do projeto.

Esse cenário de incerteza vem afetando os investimentos em exploração e produção de petróleo do país do continente africano, no qual o campo está localizado. Por questões de confidencialidade, apenas o continente será informado, mantendo o nome do campo e seu país de origem em sigilo. Segundo publicação da *Energy Information Administration* (2015), apenas uma empresa obteve sucesso na exploração de pré-sal neste país. Ainda segundo a publicação mencionada acima, a combinação de resultados decepcionantes e complexidade geológica, agravada pelo ambiente de baixa do preço do petróleo, resultou em redução do investimento em áreas do pré-sal.

Considerando essas premissas, o objetivo principal deste trabalho é analisar a viabilidade de desenvolvimento de um campo de petróleo localizado no continente africano, em que o contrato de partilha de produção é adotado. Para tanto, uma combinação de técnicas é aplicada em um caso real com os seguintes objetivos específicos: (i) mensurar o perfil de produção por meio de um modelo 3D utilizando os software Eclipse[®] e Petrel[®]; (ii) estimar o comportamento do preço do petróleo por meio do Movimento Geométrico Browniano (GBM, *Geometric Brownian Motion*); e (iii) calcular o valor do ativo, considerando a flexibilidade de adiar o desenvolvimento do campo, utilizando a ROT.

2 Regimes contratuais

Em relação à propriedade dos hidrocarbonetos líquidos e gasosos encontrados neste país, o estado atribui exclusividade dos direitos sobre esses a concessionária nacional. Dessa forma, qualquer companhia petrolífera (OC, *Oil Company*) que pretendesse explorar petróleo no país teria que se associar a essa concessionária.

Em relação às formas de associação, os modelos mais utilizados neste país são:

- (i) Contrato de partilha de produção (PSA, *Production Sharing Agreement*);
- (ii) Contrato de serviço com risco (RSC, *Risk Service Contract*).

2.1 Contrato de partilha da produção (PSA)

O contrato de partilha de produção, surgido na década de 1960 na Indonésia, é uma forma muito popular de desenvolver as reservas do estado, principalmente na África. O PSA tem características de que os recursos petrolíferos são propriedades do governo anfitrião (muitas vezes representado pela concessionária nacional), ao passo que as companhias petrolíferas assumem todos os riscos, bem como o custo de exploração. Nesse modelo, a produção é dividida em uma taxa acordada entre a concessionária e a OC (ou consórcio composto por empresas nacionais e/ou estrangeiras) (Liu, Zhen, Lin, Yanni & Fei, 2012).

Por meio do PSA, o estado hospedeiro contribui com a área territorial a ser explorada, outorgando à OC (ou consórcio) o direito exclusivo de conduzir atividades de exploração e produção, sem, no entanto, acarretar qualquer forma de arrendamento ou transferência de propriedade. A OC, então, explora a área a seu risco e custo próprio e recebe parte dos hidrocarbonetos produzidos como compensação pelo risco. Assim, caso não sejam encontrados hidrocarbonetos ou as reservas não sejam comercializáveis, o contrato termina sem qualquer direito à OC de recuperar seus custos.

Caso a expedição seja bem-sucedida, o consórcio terá a oportunidade de recuperar os

custos incorridos e obter lucro. Por sua vez, o estado e a concessionária nacional recebem uma fatia da produção. Nesse modelo, destacam-se duas importantes nomenclaturas. A primeira é o Petróleo Custo (em inglês, *Cost Oil*), parcela da produção destinada ao consórcio, com a finalidade de recuperar os investimentos com exploração, custos de desenvolvimento, produção, administração e despesas de serviço.

A segunda é o petróleo lucro (em inglês, *Profit Oil*), diferença entre o total de petróleo produzido e o óleo destinado à recuperação de custos (Petróleo Custo). O petróleo lucro é compartilhado entre a concessionária e o consórcio, de acordo com as condições estabelecidas no contrato. O imposto incide apenas sob o petróleo lucro.

Algumas características do modelo de partilha de produção são descritas a seguir:

- (i) o Petróleo Custo é limitado a uma percentagem máxima do montante total de óleo, geralmente 50%, podendo chegar a 65% se os gastos com desenvolvimento e produção não forem recuperados dentro de quatro ou cinco anos a partir da produção comercial;
- (ii) apesar de o Petróleo Custo ser destinado à recuperação dos investimentos e custos totais incorridos, os investimentos com exploração não são levados em consideração para o eventual aumento do percentual de remuneração;
- (iii) os custos de desenvolvimento são acrescidos por um fator (*uplift*), definido na respectiva PSA, e amortizados a uma taxa anual de 25%, no ano em que elas ocorrem ou no primeiro ano de produção comercial, o que acontecer mais tarde;
- (iv) o único imposto incidente é o Imposto sobre o Rendimento do Petróleo (IRP). Esse imposto incide

sobre a parcela do petróleo lucro destinada ao consórcio, alíquota que varia entre 30%, para empresas nacionais, e 50%, para empresas de origem estrangeira.

3 Exploração e produção de petróleo

A avaliação e a exploração de petróleo no mar podem ser vistos como parte de um problema de investimento de vários estágios. De acordo com Gupta e Grossmann (2014), o ciclo de vida de um projeto típico de campos petrolíferos no mar consiste nas cinco etapas seguintes:

- (i) Exploração: esta atividade envolve estudos geológicos e sísmicos seguidos de poços exploratórios para determinar a presença de petróleo e/ou gás;
- (ii) Avaliação (*appraisal*): trata-se de perfuração de poços de delimitação para estabelecer o tamanho e qualidade do campo potencial. Estudos de planejamento de desenvolvimento preliminar e de viabilidade também são realizados;
- (iii) Desenvolvimento: após uma fase positiva de avaliação, esta fase tem como objetivo selecionar o plano de desenvolvimento mais adequado entre muitas alternativas. Esta etapa envolve decisões de investimento e de operação de capital intensivo que incluem instalações, perfuração, estruturas submarinas, etc.;
- (iv) Produção: após as instalações construídas e poços perfurados, a produção começa sendo que podem ser injetados gás e/ou água no campo, com a finalidade de aumentar a produtividade;
- (v) Abandono: esta é a última fase de um projeto de desenvolvimento do campo petrolífero e envolve o desmantelamento das instalações.

Em caso de resultados positivos na fase de avaliação, executa-se o desenvolvimento da

produção (*development*), conjunto de atividades que visam permitir a produção comercial de petróleo. De acordo com Fleten, Gunnerud e Svendsen (2011) e Dixit e Pindyck (1994), as decisões mais importantes em um projeto de exploração e produção de petróleo estão relacionadas à fase de desenvolvimento, na qual ocorre a maior parte do investimento.

3.1 Movimento do preço do petróleo

Segundo Fleten, Gunnerud e Svendsen (2011), desde 2000, os preços do petróleo têm sido cada vez mais voláteis, criando, portanto, a incerteza sobre se os projetos podem entregar um suficiente retorno sobre o investimento. Sendo assim, os autores afirmam que o preço do petróleo é um dos fatores mais importantes na avaliação de um campo de petróleo em potencial. Assim como o preço de outros itens comercializáveis, o preço do petróleo é regido pela oferta e demanda.

Em 2015, a queda de preço foi alarmante, segundo relatório publicado pelo World Bank (2015), o preço caiu, aproximadamente, 55% de junho de 2014 a janeiro de 2015, passando de US\$ 115 por barril para US\$ 47 por barril, colocando fim a um período de quatro anos de estabilidade. O preço de petróleo médio em 2015 foi de US\$ 48,67 por barril, valor 48% mais baixo do que a média de 2014 que foi de US\$ 93,17. Em janeiro de 2016, houve uma queda do preço para US\$ 35,97, atingindo US\$ 45,60 por barril em setembro do mesmo ano.

As variações dos preços do petróleo são difíceis de prever, pois oscilam com novas informações que chegam ao mercado. Nesse sentido, processos estocásticos são úteis para fazer previsões e, conseqüentemente, dar uma ideia do risco dessas previsões por meio de intervalos de confiança da previsão. Vista tal complexidade, inúmeros trabalhos foram desenvolvidos com a finalidade de encontrar melhores aproximações para o comportamento dessa variável.

Postali e Picchetti (2006) apresentam uma discussão sobre os processos estocásticos para avaliar investimentos no setor de petróleo e gás. O objetivo dos autores é mostrar as vantagens e desvantagens dos métodos Movimento Browniano Geométrico e Movimento de Reversão a Média

na previsão do preço do óleo. Segundo seus resultados, embora o processo de reversão à média possa ser mais preciso para representar a evolução dos preços do petróleo ao longo do tempo, uma aproximação GBM não causa erros de avaliação significativa. Portanto, os resultados sugerem que é possível usar o GBM como um bom método para descrever o movimento de preço e tirar proveito de sua facilidade operacional.

O comportamento estocástico do preço do petróleo, a taxa de conveniência e a taxa de juros livre de risco desempenham um papel determinante na avaliação de jazigo de petróleo. Nesse contexto, Kaffel e Abid (2009) apresentam um estudo para auxiliar na decisão sobre os melhores modelos estocásticos de tempo contínuo para esses fatores de risco. Os testes revelaram que o Movimento Geométrico Browniano com saltos (*jumps*) é o melhor modelo para o preço do petróleo em comparação com os outros processos comumente usados.

Além disso, muitos autores usam o método GBM e destacam a importância desse método para a modelagem do preço do petróleo (Al-Harthy, 2007; Aspen, 2011; Brennan & Schwartz, 1985; Chen, Deng, Huang & Qin, 2015; Liu et al., 2012; Meade, 2010; Mostafaei, Sani & Askari, 2013; Paddock, Siegel & Smith, 1988). Dessa forma, apesar da existência de diversas técnicas para modelar o movimento dos preços do petróleo, pode-se concluir, a partir da consideração dos principais autores da área, que o modelo estocástico conhecido como GBM apresenta aproximações robustas, uma vez que os desvios-padrão dos resultados estão dentro do intervalo de previsão, não gerando erros significativos de avaliação (Pindyck, 1999).

3.1.1 Movimento Geométrico Browniano (GBM)

De acordo com Dixit e Pindyck (1994), o Movimento Browniano (ou processo de Wiener) é um processo estocástico que apresenta três importantes propriedades:

- (i) é um processo de Markov e, por isso, a distribuição de probabilidade para todos os valores futuros depende apenas do valor presente;

- (ii) o processo possui incrementos independentes. Sendo assim, em um intervalo de tempo, a distribuição de probabilidades para as variações no processo não é afetada por outro intervalo de tempo;
- (iii) as alterações no processo, durante qualquer intervalo de tempo, são normalmente distribuídas, aumentando a variância linearmente com o intervalo de tempo.

Ainda segundo Dixit e Pindyck (1994), uma variável P segue um Movimento Geométrico Browniano se obedecer à seguinte equação diferencial estocástica, dado que P(0) é o valor conhecido de P em t = 0.

$$\left(\frac{dP}{P} = \alpha dt + \sigma dz\right) \quad 1)$$

em que:

α : taxa de crescimento (*drift*);

σ : volatilidade ($\sigma > 0$);

dz: incremento do processo de Wiener

$$(dz = \varepsilon \sqrt{dt}, \text{ sendo } \varepsilon \sim N(0,1))$$

No GBM, a variável P segue uma distribuição \log_{normal} ; já a taxa percentual de variação da variável estocástica (dP/P) segue distribuição normal com média e variância apresentadas a seguir:

$$(dP/P) \sim N(\alpha dt; \sigma^2 dt) \quad 2)$$

Fazendo $x = \ln P$ e utilizando o lema de Itô, tem-se:

$$(dx = d(\ln P) = (\alpha - \sigma^2/2) dt + \sigma dz) \quad 3)$$

Dessa forma, o retorno logarítmico d(ln P) também tem distribuição normal. Portanto, se o logaritmo de P tem distribuição normal, P tem distribuição \log_{normal} . Integrando a Equação (3), resulta-se em:

$$\left(\int_{t=0}^T d(\ln [P(t)]) = \int_{t=0}^T (\alpha - \sigma^2/2) dt + \int_{t=0}^T \sigma dz(t) \right) \quad (4)$$

$$(\ln [P(T)] = \ln [P(0)] + (\alpha - \sigma^2/2)T + \sigma N(0,1)\sqrt{T}) \quad (5)$$

Assumindo neutralidade ao risco e, assim, utilizando a taxa livre de risco (r) em vez da taxa de crescimento (α), tem-se:

$$(\ln [P(T)] = \ln [P(0)] + (r - \delta - \sigma^2/2)T + \sigma N(0,1)\sqrt{T}) \quad (6)$$

Por meio de transformações matemática, a Equação (6) pode ser escrita da seguinte forma:

$$(P(T) = P(0) \cdot \exp [(r - \delta - \sigma^2/2)T + \sigma N(0,1)\sqrt{T}]) \quad (7)$$

A Equação (7) diz que, a fim de determinar a variável $P(T)$ na data T , quatro variáveis seguintes precisam ser definidas: valor inicial $P(0)$, taxa de juros livre de risco (r), volatilidade (σ) e o número aleatório ($N(0,1)$).

Segundo Dias (2015), se P segue um GBM, dado o valor inicial de P , então seus valores futuros $P(t)$ têm distribuição \log_{normal} com a seguinte média e variância:

$$(E[P(t)|P_0] = P_0 e^{\alpha t}) \quad (8)$$

$$(\text{Var}[P(t)|P_0] = P_0^2 e^{2\alpha t} (e^{\sigma^2 t} - 1)) \quad (9)$$

Assumindo a neutralidade ao risco, a taxa de crescimento α é substituída pela tendência penalizada pelo prêmio de risco ($\alpha - \pi$), sendo π o prêmio de risco. No entanto, tem-se que $(\alpha - \pi) = (r - \delta)$, em que r é a taxa livre de risco e δ , a taxa de conveniência.

A taxa de conveniência está relacionada à possibilidade de escassez de um produto, o que poderia interromper a produção de forma inesperada e é análoga à taxa de dividendos de um ativo financeiro, mas nesse caso o ativo é uma *commodity* (Dias, 2015). A taxa de conveniência pode ser calculada por meio da Equação (10) (Fleten, Gunnerud & Svendsen, 2011).

$$(\delta(T) = r - \frac{1}{T} \ln \left[\frac{F(P, t, T)}{P(t)} \right]) \quad (10)$$

Sendo r a taxa livre de risco, $P(t)$ os preços à vista (*spot*) e $F(P, t, T)$ o preço do mercado futuro em um instante genérico t para entrega na data T .

No caso do GBM neutro ao risco, as médias e variância são calculadas da seguinte forma:

$$(E^Q[P(t)] = P_0 e^{(r-\delta)t}) \quad (11)$$

$$(\text{Var}[P(t)|P_0] = P_0^2 e^{2(r-\delta)t} (e^{\sigma^2 t} - 1)) \quad (12)$$

4 Opções reais

As decisões relacionadas à exploração e produção de petróleo são complexas, em razão, principalmente, do elevado número de incertezas envolvidas no processo (Suslick, Schiozer & Rodriguez, 2009). Incertezas que, segundo Schiozer, Ligeiro e Santos (2004), podem influenciar o sucesso de uma exploração e produção de petróleo. Para os autores, por mais que novas metodologias para medi-las venham sendo criadas, elas não definem com precisão o impacto das incertezas, visto que esse impacto varia com o tempo e com a quantidade de informação disponível.

Dessa maneira, a teoria de opções reais surge como uma forma de avaliar projetos de petróleo, que envolvem decisões de investimento irreversíveis sujeitos à incerteza (Armstrong, Galli,

Bailey & Coeut, 2004), sendo essa ferramenta complementar aos métodos do DCF, de maneira a não desconsiderar seu valor como método para avaliação de projetos.

De acordo com Dias (2004), o método de opções reais pode ser visto como um problema de otimização sob incerteza, em que na maioria dos casos práticos deve-se maximizar o Valor Presente Líquido, sujeito a:

- (i) opções relevantes (flexibilidade gerencial);
- (ii) incertezas de mercado (preço do petróleo, taxas dos equipamentos);
- (iii) incertezas técnicas (existência de petróleo, qualidade e quantidade disponível).

Conforme destacado por Helland e Torgersen (2014), na maioria dos projetos de investimento os principais tipos de opções reais são o abandono, espera (*timing*), expansão e suspensão temporária.

4.1 Método binomial

Cox, Ross e Rubinstein (1979) propõem um modelo simples e discreto de precificação de opções para o tempo, sendo possível obter os mesmos resultados do modelo de Black e Scholes (1973), utilizando apenas matemática elementar. Com o intuito de facilitar o desenvolvimento do modelo, supõe-se um ativo que pode assumir dois valores no futuro.

- Su: S multiplicado pelo fator ascendente “u” (*up*);
- Sd: S multiplicado pelo fator descendente “d” (*down*).

Os valores desses fatores multiplicativos, representados por “u” e “d”, respectivamente, são baseados na volatilidade (σ) do valor do ativo objeto e no tempo de expiração (Δt), conforme apresentados pelas Equações (13) e (14).

$$u = e^{(\sigma\sqrt{\Delta t})} \quad (13)$$

$$d = \frac{1}{u} = e^{(-\sigma\sqrt{\Delta t})} \quad (14)$$

A probabilidade de alcance de cada nó é definida pela letra “p”, que representa

a probabilidade neutra ao risco ou medida equivalente de Martingale. Para Copeland e Antikarov (2001), a probabilidade neutra ao risco é apenas uma forma facilitada de ajustar os fluxos de caixa, a fim de descontá-los a uma taxa livre de risco. Assim, a probabilidade neutra ao risco ascendente (p_u) e a probabilidade neutra ao risco descendente (p_d), quando se têm dividendos, são apresentadas pelas Equações (15) e (16).

$$p_u' = \frac{e^{(r_c - \delta_c)\Delta t} - d}{u - d} \quad (15)$$

$$p_d' = 1 - p_u' \quad (16)$$

em que:

r_c : taxa livre de risco em tempo contínuo;

δ_c : taxa de dividendo em tempo contínuo.

No caso de o ativo básico ser o preço de uma *commodity*, δ_c é a taxa de conveniência em tempo contínuo.

O processo é simples: após gerar uma árvore binomial para múltiplos períodos do ativo básico, o cálculo dos valores da opção por esse método é similar ao processo de resolução de árvores de decisão, tanto visualmente como também por ser um processo de otimização por retroindução (*backwards*). O valor da opção é calculado da seguinte forma:

$$F(t) = \text{Máx. [exercer; valor presente da espera]} \quad (17)$$

Na data de expiração ($t = T$), o valor da opção é:

$$F(T) = \text{Máx. [exercer; 0]} \quad (18)$$

5 Método de pesquisa

O método utilizado foi a modelagem e simulação. O problema proposto baseia-se na análise econômica de um projeto real de exploração e produção de petróleo, mais especificamente na análise da viabilidade do desenvolvimento de um campo de petróleo. Para

tanto, foram utilizados dados reais obtidos com uma das empresas participantes do contrato.

Com o intuito de desenvolver uma sistematização para a resolução do problema de modelagem e simulação, foi elaborada uma estrutura que servirá de apoio para a análise do projeto sob as perspectivas do método tradicional de análise de investimentos, risco e opções reais. Essa estrutura está esquematizada na Figura 1.

Primeiro, os dados geológicos, como as propriedades dos fluidos e das rochas, as características e os dados sísmicos do campo foram selecionados com o intuito de calcular o perfil de produção do campo. Em seguida, efetuou-se a coleta dos seguintes dados do projeto: cronograma planejado para Capex, cronograma de valores esperados para Opex, participações governamentais, propriedades dos contratos e taxa de desconto. Com a finalidade de analisar a viabilidade do desenvolvimento do campo, são obtidos os fluxos de caixa do período de produção. Através do método tradicional de análise de investimentos, pelos indicadores VPL (valor presente líquido) e TIR (taxa interna de retorno), é analisada a viabilidade do campo.

A segunda fase (Fase II) se inicia com a previsão do preço do petróleo utilizando o GBM. As incertezas referentes às variáveis Capex, Opex

e perfil de produção são inseridas no modelo com o intuito de investigar o impacto delas no resultado obtido na primeira fase. As variáveis mais impactantes são selecionadas e, finalmente, realiza-se a análise de risco. Nessa fase as decisões podem ser tomadas dentro de um cenário probabilístico.

A primeira etapa da última fase (Fase III) refere-se à escolha de um modelo de opções reais que possa traduzir o efeito das variáveis mais impactantes, selecionadas na fase anterior. Logo em seguida, os parâmetros necessários à criação da árvore de eventos são calculados. O próximo passo consiste em incorporar a flexibilidade ao projeto e calcular o valor da opção. A flexibilidade considerada no presente trabalho é de adiar os investimentos necessários para desenvolvimento do campo de petróleo sob avaliação.

Finalmente, com o objetivo de disponibilizar uma ferramenta mais intuitiva aos tomadores de decisão, desenvolve-se uma árvore binomial. De acordo com Brandão, Dyer e Hahn (2005), essa ferramenta apresenta uma árvore com nós que representam a decisão que os tomadores devem adotar para maximizar o valor do projeto, na medida em que as incertezas são resolvidas durante sua vida econômica.

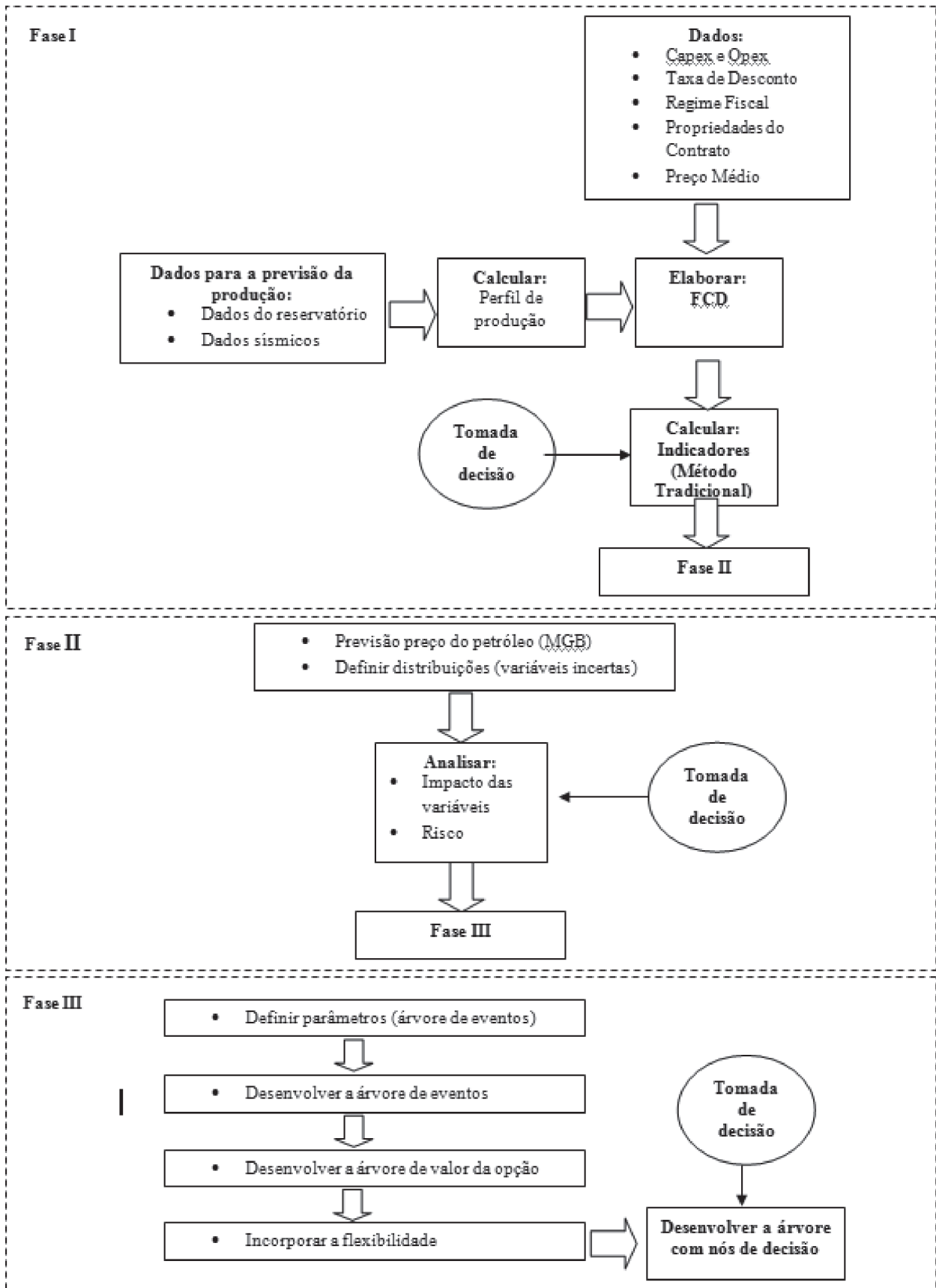


Figura 1. Estrutura para avaliação do campo de petróleo

6 Discussão dos resultados

6.1 Fase I – Análise tradicional do projeto

Como já mencionado, a concessionária nacional é detentora dos direitos sobre os hidrocarbonetos, e sua forma de associação com o consórcio é regida pelo contrato de partilha de produção. O consórcio é composto por duas empresas, uma estrangeira e uma nacional na qual a porcentagem de direito é de 40% e 60%, respectivamente.

Nesse primeiro momento, no qual o objetivo é analisar a viabilidade do projeto através de um modelo determinístico, será considerado que o preço médio do barril de petróleo durante o período de produção é igual ao preço inicial, sendo $P(0) = \text{US\$ } 59,80$, valor referente ao preço do barril de petróleo no mês de junho de 2015.

As despesas totais do campo em estudo são mostradas na Tabela 1.

Tabela 1
Despesas E&P

Variável	Despesas
Investimentos em Exploração	\$ 963.200.000,00
Capex	\$ 5.817.020.000,00
Opex	\$ 6.907.950.000,00

Para previsão da produção de petróleo, utilizaram-se os software Petrel[®] e Eclipse[®]. Essas previsões representam três possibilidades de recuperações do campo. A previsão “caso base” tem uma recuperação de 280 milhões de barris, a partir de dez poços de produção, três injetores de gás e três injetores de água. O “caso otimista” recupera 460 milhões de barris a partir de 14 poços de produção, quatro injetores de gás e três injetores de água. O “caso pessimista” tem uma recuperação de 150 milhões de barris, através de seis poços de produção, três injetores de gás e dois injetores de água. A previsão de produção diária em milhares de barris por dia (kBOPD) pode ser vista na Figura 2.

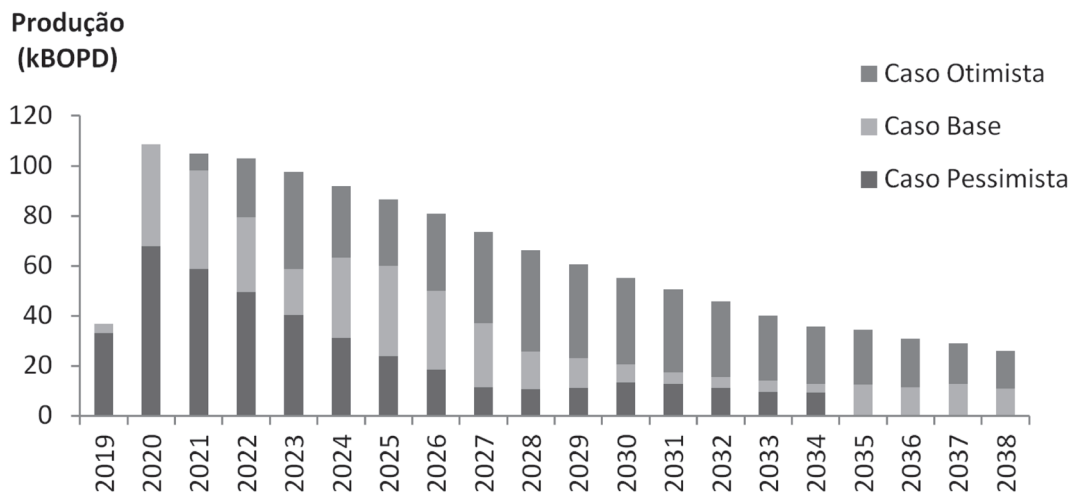


Figura 2. Perfil de produção do campo

Para o modelo determinístico, o “caso base” será utilizado. No contrato de partilha de produção, os fluxos de caixa do consórcio (em

dólares) são calculados conforme apresentado pela Tabela 2.

Tabela 2
Modelo de fluxo de caixa do consórcio (PSA)

Receita total
(-) Opex
(-) Capex
(-) Imposto de Rendimento do Petróleo (IRP)
(=) Fluxo de Caixa Consórcio

Como o escopo do trabalho concentra-se na análise de viabilidade, não serão especificados os valores referentes a cada item do fluxo de caixa.

6.1.1 Método tradicional

Por meio dos indicadores tradicionais (VPL e TIR), é possível analisar a viabilidade do projeto. O custo médio ponderado de capital (WACC, *Weighted Average Capital Cost*) utilizado é de 10%, sendo esse o valor utilizado pelo consórcio na avaliação de desenvolvimento de campos de petróleo no país sob análise.

A Tabela 3 mostra os valores de VPL e TIR encontrados, sob a perspectiva do consórcio, para o contrato de partilha de produção.

Tabela 3
Indicadores (método tradicional de avaliação)

Indicador	Valor
Valor presente líquido (VPL)	\$ -800.570.000,00
Taxa interna de retorno (TIR)	2,03%

Portanto, com base no método tradicional de análise de investimentos, é indicado ao consórcio não declarar comercialidade ao campo analisado, visto que o VPL negativo indica a inviabilidade de desenvolvimento do campo. Conforme já foi mencionado, assim o consórcio irá perder todo o investimento feito em atividades de exploração, não havendo possibilidade de recuperação desses valores.

6.2 Fase II – Análise de risco

Com o objetivo, no entanto, de analisar se o preço é realmente uma variável impactante no

resultado final, assim como avaliar a importância das outras variáveis de entradas do projeto (Capex, Opex e previsão da produção), será realizada uma análise de sensibilidade para essas variáveis. Em seguida, o projeto foi avaliado sob a perspectiva de risco.

6.2.1 Fontes de incerteza

As principais fontes de incerteza consideradas no projeto, de acordo com o conhecimento dos gestores da empresa, foram as seguintes variáveis:

- Incerteza de mercado: preço do barril de petróleo, Capex, Opex;
- Incerteza técnica: previsão da produção.

Dias (2005) e Pindyck e Rubinfeld (1991), ao realizarem o teste de raiz unitária de Dickey-Fuller nas respectivas séries de preços do petróleo, não encontraram evidências para afirmarem que a hipótese do GBM pode ser rejeitada. Nesse sentido, o mesmo teste foi aplicado no conjunto de dados de preços deste estudo e, consoante com os autores supracitados, encontrou-se p-valor: (a) 0,1810 para passeio aleatório; (b) 0,2772 para passeio aleatório com deslocamento; e (c) 0,2377 para passeio aleatório com deslocamento em torno de tendência determinística (GBM).

Portanto, o GBM será a técnica utilizada para previsão do preço do petróleo durante o período de produção do campo. Dessa forma, se P segue um GBM, dado o valor inicial de P , então seus valores futuros $P(t)$ têm distribuição \log_{normal} com média e variância calculada por meio das Equações (8) e (9):

Para efeito de definição da taxa livre de risco, foi apurado o rendimento do bônus do tesouro dos Estados Unidos com vencimento de dez anos, durante o período de janeiro de 2000 a agosto de 2015. A taxa anual média real de juros encontrada foi de 2,65%.

Neste trabalho, a taxa de conveniência (δ) foi calculada por meio da Equação (10). Sendo r a taxa livre de risco, $P(t)$ os preços à vista (*spot*) e $F(P, t, T)$, o preço do mercado futuro em um instante genérico t para entrega na data T . Foram utilizados dados mensais do petróleo WTI (Nymex, negociado em Nova York) no período

de setembro/1989 a abril/2015. Dias (2005) destaca que uma alternativa para o cálculo de $P(t)$ é usar o mercado futuro como *proxy* para o valor corrente. Sendo assim, o preço futuro para entrega em um mês foi usado como uma aproximação do preço à vista. Para o preço do mercado futuro, foram utilizados dados do preço do petróleo WTI para entrega no mês 18. Logo, a taxa anual de conveniência encontrada foi de 2,92%. Esse valor é consistente com Pickles e Smith (1993), que recomendam usar $\delta = r$ (taxa livre de risco):

De acordo com Dias (2015), se os preços seguem um Movimento Geométrico Browniano, os parâmetros de volatilidade (σ) e crescimento (α) podem ser estimados com uma regressão linear trivial. Desse modo, esses parâmetros podem ser calculados por meio das equações (19) e (20):

$$\alpha = N\{E[\ln [P(t)] - \ln [P(t-1)]] + \sigma^2/2N\} \quad (19)$$

$$\sigma^2 = N \text{Var} [\ln [P(T)] - \ln [P(t-1)]] \quad (20)$$

Esses parâmetros são normalmente reportados em unidades anuais (% a.a.), mas os dados muitas vezes são diários, semanais ou mensais. N é o número de períodos por ano da

observação de dados. No presente caso, N será igual a 12, uma vez que serão analisados dados mensais do preço do barril de petróleo.

Para determinação da taxa de crescimento (anual) α e da volatilidade (anual) σ , foram utilizados dados do petróleo WTI (IMF, 2015) em valores reais (US\$ de junho de 2015) deflacionados, usando o CPI (*Consumer Price Index*) como deflator do dólar americano com dados mensais no período de julho/2000 a junho/2015. A taxa anual de crescimento encontrada foi de 7,84% e a volatilidade 34,12% ao ano.

A volatilidade encontrada mostrou-se superior à volatilidade encontrada por Lund (1999) e Fleten, Gunnerud e Svendsen (2011), o que pode ser explicado pela alta volatilidade do preço do petróleo nesses últimos anos - muito próximo, no entanto, da volatilidade (33,07%) encontrada por Dias (2015). O preço inicial considerado é o referente a junho de 2015, cotado em US\$ 59,80.

Finalmente, os parâmetros são substituídos nas Equações (8) e (9) e os valores esperados para o preço e desvio do petróleo durante o período de produção são calculados.

As distribuições e os parâmetros que foram utilizados são mostrados na Tabela 4.

Tabela 4

Distribuições

Variável	Distribuição	Parâmetros
Preço	Log _{normal}	L (média GBM, desvio GBM)
Previsão da produção	Triangular	T (caso pessimista, caso base, caso otimista)
Capex	Triangular	T (-10%, caso base, +20%)
Opex	Triangular	T (-10%, caso base, +30%)

6.2.2 Análise de sensibilidade

Dessa forma, as referidas variáveis estocásticas foram inseridas no modelo e, através do software CrystalBall®, foram simuladas 10 mil iterações.

A análise de sensibilidade das variáveis escolhidas mostra que o preço é a variável mais

impactante no resultado final, mostrando-se as outras variáveis pouco significativas. Analisando o efeito da oscilação do preço (em dólares) no VPL (em milhões de dólares), apresentado na Figura 3, tem-se que a tomada de decisão (quando não se tem a opção de esperar) pode ser baseada em duas faixas de preço, mostradas na Tabela 5.

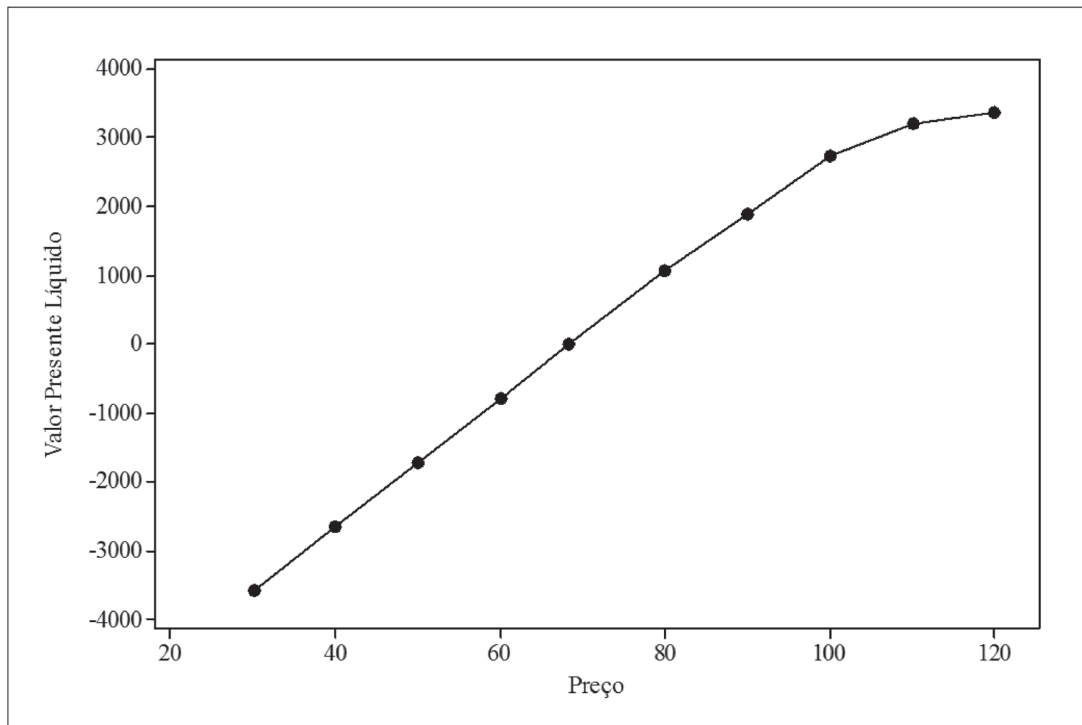


Figura 3. VPL x Preço

Tabela 5

Regra de decisão

Preço	Decisão
$P < \text{US\$ } 68,30$	Não investir
$P \geq \text{US\$ } 68,30$	Investir

Portanto, sob a perspectiva do consórcio, se os gestores optarem por basearem suas decisões em uma análise determinística, desconsiderando os riscos e as flexibilidades do projeto, em um cenário de preços de petróleo acima de US\$ 68,30, a área sob avaliação poderá ser declarada comercial.

6.2.3 Risco do projeto

Após a inserção da distribuição da variável mais sensível ao projeto (preço do barril de petróleo), por meio da Simulação de Monte Carlo, o software CrystalBall[®] disponibiliza a distribuição dos possíveis resultados de VPL.

Como se pode observar por meio da Figura 4, a probabilidade de viabilidade, ou seja, de se obter um VPL acima de zero, é igual a 13,21%. Contudo, tal como na tomada de decisão

utilizando como métrica o VPL, os gestores estariam propensos a optar por não investir no desenvolvimento do campo.

Assim, depreende-se que os resultados negativos apresentados em ambos os contratos são reflexos, principalmente, do preço do petróleo, que vem mostrando queda abrupta nos últimos anos. Comprovando, portanto, as afirmações dos autores da área, como Helland e Torgersen (2014), Gupta e Grossman (2014) e Fleten, Gunnerud e Svendsen (2011), que destacam que a flutuação do preço do petróleo é uma das variáveis mais importantes na análise de investimentos em projetos de petróleo. Confirmando, também, as justificativas para o cenário desfavorável de investimentos no petróleo no país no qual o campo está localizado, publicada pelo *Energy Information Administration* (2015).

Dada a importância do preço para a valoração de um ativo real, apenas essa variável será considerada no cálculo da volatilidade do projeto, assim como em Paddock, Siegel e Smith (1988) e Dixit e Pindyck (1994).

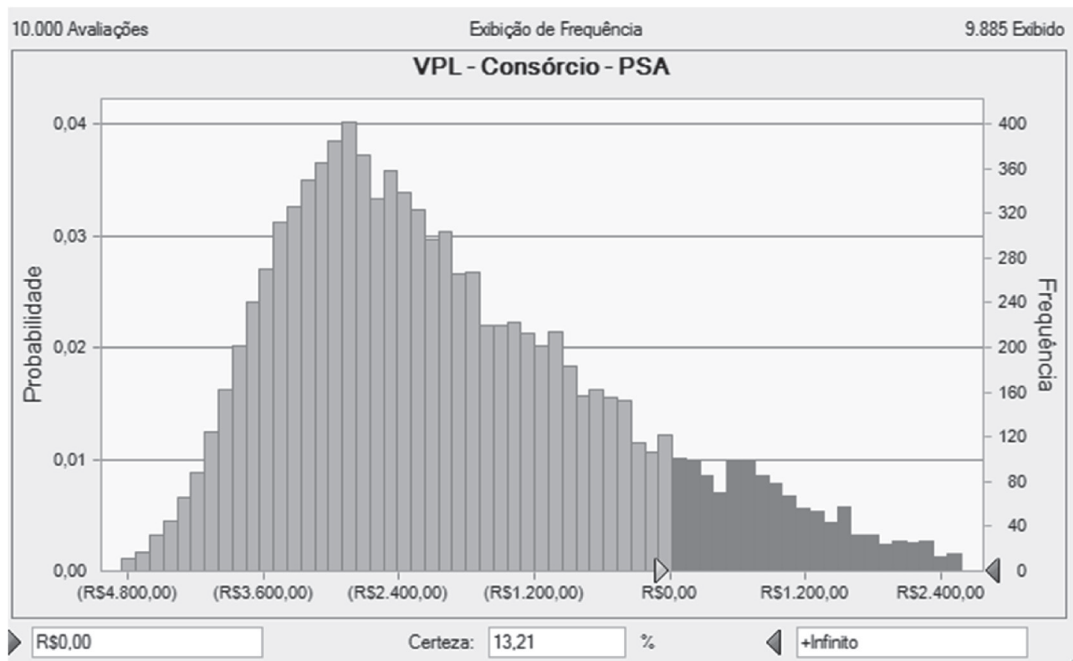


Figura 4. Risco do projeto

6.3 Fase III – O valor da flexibilidade

Nesse momento, será feita uma aplicação do método binomial multiperifódico no objeto de estudo, com o intuito de capturar o valor da flexibilidade deste projeto. No entanto, o modelo binomial será usado para representar o processo de difusão do preço do barril de petróleo, que é o ativo básico. Para o presente projeto, supõe-se

que, a partir de 2015, o consórcio terá cinco anos para iniciar o desenvolvimento do campo. Dessa forma, deseja-se calcular o valor da opção de adiar os investimentos (opção de espera) para o desenvolvimento do campo de petróleo sob a perspectiva do contrato de partilha de produção.

Os parâmetros para cálculo do valor da flexibilidade são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6

Parâmetros RSC

Parâmetros	Valores
Preço Inicial (P0)	\$59,80
Volatilidade	34,12%
Taxa de Conveniência (ao ano)	2,92%
Taxa Livre de Risco (ao ano)	2,65%
Vida útil do campo	20
Intervalo de tempo na árvore (Δt)	1
Estágios de árvore	5
Tempo de expiração (T)	5
Fator de subida (u)	1,4066345
Fator de descida (d)	0,7109167
Probabilidade neutra ao risco (p)	41,11%
(1-p)	58,89%

6.3.1 Opções reais

Tendo os valores dos parâmetros calculados, o método binomial para apreçamento de opções foi desenvolvido conforme quatro fases, com base nas equações descritas na seção 4.1, esquematizadas a seguir:

- (i) gere a árvore binomial do ativo básico V;
- (ii) gere a árvore de eventos para o valor do campo desenvolvido: o valor do ativo desenvolvido é função do preço do barril de petróleo;

- (iii) calcule o valor do ativo com a opção nos nós terminais (em $t = T$);
- (iv) calcule por retroindução (*backward*) os valores do ativo com a opção de espera nos nós antecessores ($t < T$) até a data inicial ($t = 0$).

Com base nos valores do ativo com a opção de espera, foi desenvolvida a árvore binomial incluindo linhas em que a decisão ótima é destacada (vide Tabela 7), por considerar que essa é uma ferramenta mais intuitiva para o tomador de decisão.

Tabela 7

Árvore binomial (opção de espera)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Preços do barril de petróleo	\$59,80	\$84,12	\$118,32	\$166,44	\$234,11	\$329,31
Decisão	Esperar	Esperar	Esperar	Investir	Investir	Investir
Preços do barril de petróleo		\$42,51	\$59,80	\$84,12	\$118,32	\$166,44
Decisão		Esperar	Esperar	Esperar	Investir	Investir
Preços do barril de petróleo			\$30,22	\$42,51	\$59,80	\$84,12
Decisão			Esperar	Esperar	Esperar	Investir
Preços do barril de petróleo				\$21,49	\$30,22	\$42,51
Decisão				Esperar	Esperar	Desistir
Preços do barril de petróleo					\$15,27	\$21,49
Decisão					Esperar	Desistir
Preços do barril de petróleo						\$10,86
Decisão						Desistir

A árvore binomial mostra os possíveis cenários para o preço futuro do barril de petróleo e a indicação para o tomador de decisão. Por exemplo, se em 2016 o preço do petróleo atingir o valor de US\$ 84,12, a decisão indicada, com o intuito de maximizar os resultados, é de esperar por um melhor momento, apesar de o cenário mostrar que investir nesse momento traria resultados positivos. Vale ressaltar que o método empregado considera que as outras variáveis não sofreram alterações com a passagem do tempo.

Verifica-se que o período que apresenta o maior número de cenários favoráveis ao investimento é o de 2020, ou seja, na data de

expiração da opção. Esse fato ocorre em razão da maior incerteza capturada na difusão binomial, já que a variância dos preços aumenta com o horizonte temporal, de forma que em 2020 se apresentem cenários mais extremos de preços.

Obteve-se, também, o preço de gatilho igual a US\$ 92,40 em 2015. Ou seja, para níveis de preço do barril de petróleo acima desse valor recomenda-se o investimento imediato no desenvolvimento do campo de petróleo. O gráfico da curva de gatilhos durante o período 2015-2020, data de expiração da opção, é apresentado na Figura 5.

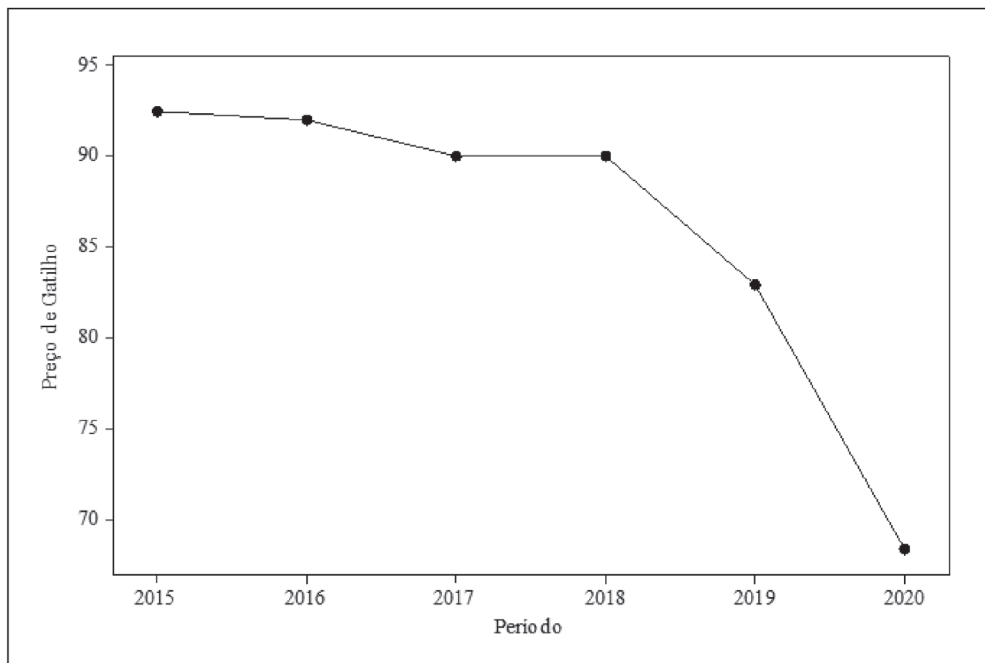


Figura 5. Curva de gatilhos

Como pode ser observado na Figura 5, na data de expiração da opção (2020) o preço de gatilho é igual a US\$ 68,30, valor a partir do qual o projeto se torna viável.

O valor do campo com a opção foi calculado em US\$ 924.230.000,00. A Figura 6 apresenta o valor do campo com a opção (em milhões de dólares) *versus* o preço do barril de petróleo.

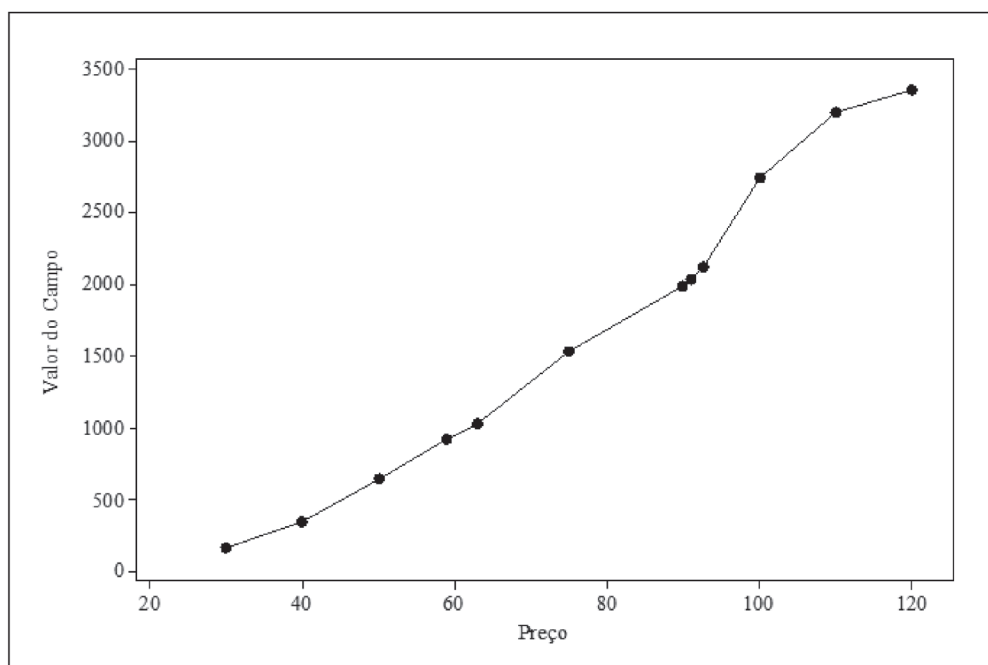


Figura 6. Valor do campo com a opção × preço

Portanto, é possível constatar a importância de o gestor obter a opção de adiar o desenvolvimento do campo, uma vez que os resultados obtidos mostram que o ativo valorizou substancialmente nesse caso, quando comparado com o resultado obtido por meio do método tradicional.

Por fim, na Figura 7 é apresentada a influência da volatilidade no valor do ativo. Os valores do campo de petróleo estão em milhões de dólares.

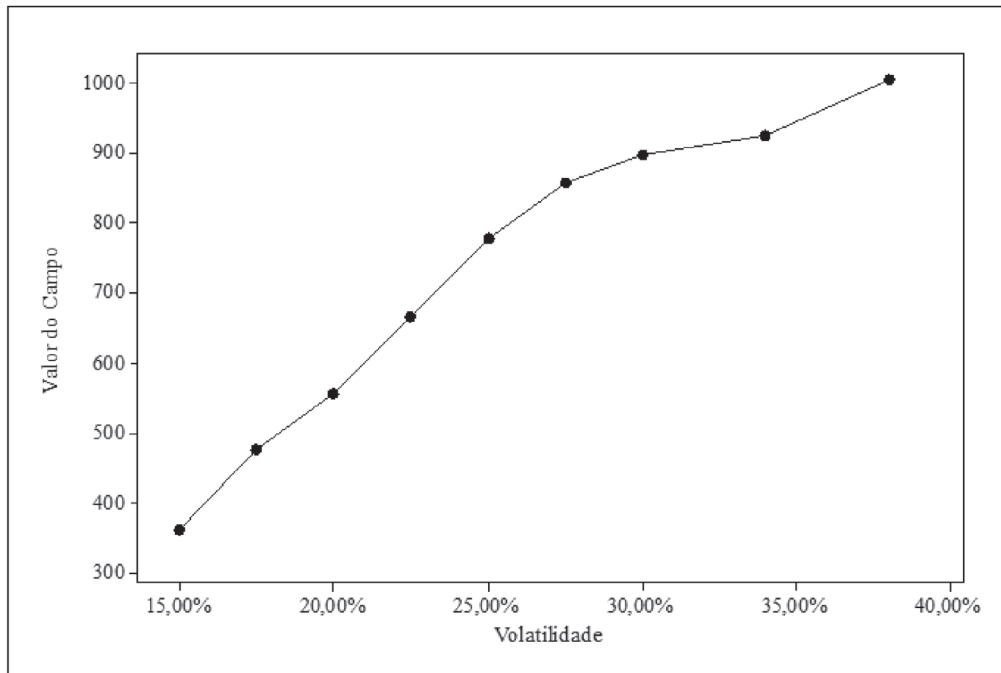


Figura 7. Valor do campo com a opção \times Volatilidade

Conforme apresentado na Figura 7, o valor do campo é positivamente influenciado pela volatilidade. Esse resultado corrobora a análise que a incerteza do projeto tem do potencial de agregar valor a ele, caso o gestor tenha a flexibilidade de adiar o desenvolvimento do campo.

7 Conclusões

A base para a elaboração deste trabalho se pautou em um caso real de análise econômica de investimentos, no qual o objetivo foi analisar a viabilidade do desenvolvimento de um campo de petróleo, localizado no continente africano, em que o contrato de partilha de produção foi adotado.

O perfil de produção do campo de petróleo em análise foi elaborado a partir de um modelo 3D, desenvolvido por meio dos software Petrel[®] e

Eclipse[®]. A utilização dessa técnica proporcionou uma maior precisão na análise de viabilidade econômica do projeto, uma vez que, dessa forma, o potencial de produção do campo é mais bem representado. Além disso, esse procedimento contribuiu para a literatura, na medida em que várias análises de investimentos em petróleo são baseadas em técnicas menos robustas, isto é, modelos de dimensão zero.

Ainda assim, com a finalidade de aproximar a análise de investimento ao comportamento real do projeto, foi aplicada a técnica GBM para prever os preços futuros de petróleo. A partir dessa abordagem, foi encontrado um cenário de baixos preços do barril de petróleo durante o período de produção, e a intensidade desse movimento influenciou em grande parte a não viabilidade do projeto quando a flexibilidade gerencial foi desconsiderada.

Com base no método tradicional, encontrou-se VPL do projeto igual a -US\$ 800.570.000, o que sugere que o campo não deve ser desenvolvido. Em seguida, constatou-se que o preço é a variável mais influente na análise de viabilidade. Dessa forma, por meio do GBM, o preço do barril de petróleo foi inserido para análise de risco, o que resultou em uma baixa probabilidade de viabilidade de desenvolvimento do campo (13,21%), indicando, ainda, a decisão de não declarar comercialidade ao campo.

Finalmente, a técnica de opções reais foi empregada com o intuito de investigar o valor da flexibilidade gerencial na análise de viabilidade do campo. Assim, do ponto de vista de opções reais, constatou-se que a volatilidade cria valor ao projeto, uma vez que, ao se considerar a flexibilidade gerencial, o valor do ativo passou de -US\$ 800.570.000 para US\$ 924.230.000. Dessa forma, a indicação para maximizar o valor do ativo é a de esperar por um cenário favorável dos preços do barril de petróleo.

As análises estão alinhadas com a realidade de baixos investimentos nas áreas de pré-sal do país em questão. Esse fato pode ser explicado ao se confrontar a média dos preços do barril de petróleo nos anos de 2015 e 2016 com os preços de gatilho nos períodos em que a opção pode ser exercida, o que sugere ao gestor esperar por melhores condições do preço do barril e, portanto, adiar os investimentos.

Deve-se ressaltar, no entanto, que se considerou que a volatilidade do projeto teve origem na volatilidade do preço do barril de petróleo. Essa é uma condição de contorno do presente trabalho. Dessa forma, sugere-se como trabalho futuro a inserção de outras variáveis para a obtenção de estimativas menos imprecisas da volatilidade de cada projeto em particular. Além disso, outra possibilidade de pesquisa se pautava no desenvolvimento da mesma análise para o contrato de serviço com risco e, então, na comparação dos resultados com o presente estudo.

Referências

- Al-Harthy, M. H. (2007). Stochastic oil price models: Comparison and impact. *The Engineering Economist*, 52(3), 269–284.
- Aspen, L. (2011). *Oil price models and their impact in project economics* (Master Thesis). University of Stavanger, Stavanger, Norway.
- Armstrong, M., Galli, A., Bailey, W., & Couet, B. (2004). Incorporating technical uncertainty in real option valuation of oil projects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 44 (1-2), 67–82.
- Brennan, M. J., & Schwartz, E. S. (1985). Evaluating natural resource investments. *Journal of Business*, 58(2), 135–157.
- Black, F., & Scholes, M. (1973). The pricing of options and corporate liabilities. *Journal of Political Economy*, 81, 637-659.
- Brandão, L., Dyer, J., & Hahn, W. (2005). Using binomial decision trees to solve real-option valuation problems. *Decision Analysis*, 2(2), p. 69-88.
- Chen, R., Deng, T., Huang, S., & Qin, R. (2015). Optimal crude oil procurement under fluctuating price in an oil refinery. *European Journal of Operational Research*, 245(2), 438–445.
- Cox, J., Ross, S., & Rubinstein, M. (1979). Option price: A simplified approach. *Journal of Financial Economics*, 7(3), 229-264.
- Copeland, T. E., & Antikarov, V. (2001). *Opções reais: Um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos*. Rio de Janeiro: Campus.
- Costa Lima, G. A., & Suslick, S. B. (2006). Estimation of volatility of selected oil production projects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 54(3-4), 129–139.
- Dias, M. A. G. (2004). Valuation of exploration and production assets: An overview of real options models. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 44(1-2), 93–114.
- Dias, M. A. G. (2005). *Opções reais híbridas com aplicações em petróleo* (Tese Doutorado). Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia

Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Dias, M. A. G. (2015). *Análise de investimentos com opções reais: Teoria e prática com aplicações em petróleo e em outros setores* (Vol. 2: Processos estocásticos e opções reais em tempo contínuo). Rio de Janeiro: Interciência.

Dixit, A. K., & Pindyck, R. S. (1994). *Investment under Uncertainty*. New Jersey, Princeton: University Press.

Energy Information Administration – EIA. (2015). *Independent Statistics and Analysis*. Retrieved from www.eia.gov.

Fleten, S., Gunnerud, V., Hem, O. D., & Svendsen, A. (2011). Real option valuation of offshore petroleum field. *Journal of Real Options*, 1, 1–17.

Gupta, V., & Grossmann, I. E. (2014). Multistage stochastic programming approach for offshore oilfield infrastructure planning under production sharing agreements and endogenous uncertainties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 124, 180–197.

Gupta, V., & Grossmann, I. E. (2011). Offshore oilfield development planning under uncertainty and fiscal considerations. [Working paper, p. 1-43]. Carnegie Mellon University, Pittsburg, EUA. Retrieved from <https://pdfs.semanticscholar.org/ceb9/1220e69c2f48184e901136646932a82f5dc3.pdf>

Helland, J., & Torgersen, M. (2014). *The Value of Petroleum Exploration under Uncertainty: A Real Option Approach* (Master Tesis). Norwegian School of Economics, Norwegian.

Kaffel, B., & Abid, F. (2009). A methodology for the choice of the best fitting continuous-time stochastic models of crude oil price. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 49(3), 971–1000.

IMF - International Monetary Fund. (2015). *IMF Primary Commodity Prices*. Retrieved from [www.](http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx)

[imf.org/external/np/res/commod/index.aspx](http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx)

Liu, M., Zhen, W., Lin, Z., Yanni, P., & Fei, X. (2012). Production Sharing Contract: An analysis based on an oil price stochastic process. *Petroleum Science*, 9(3), p.408-415.

Lund, M. W. (1999). Real Options in Offshore Oil Field Development Projects. [Working Paper N-4035, p. 1–27]. Natural Gas Marketing & Supply, Statoil, Stavanger, Norway. Retrieved from <http://www.realoptions.org/papers1999/LUND.PDF>

Meade, N. (2010). Oil prices – Brownian motion or mean reversion? A study using a one year ahead density forecast criterion. *Energy Economics*, 32(6), 1485–1498.

Mostafaei, H., Sani, A. A. R., & Askari, S. (2013). A methodology for the choice of the best fitting continuous-time stochastic models of crude oil price: The case of Russia. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 3(2), 137–142.

Paddock, J. L., Siegel, D. R., & Smith, J. L. (1988). Option valuation of claims on real assets: The case of offshore petroleum leases. *Quarterly Journal of Economics*, 103, p. 479-508.

Postali, F. A. S., & Picchetti, P. (2006). Geometric brownian motion and structural breaks in oil prices: A quantitative analysis. *Energy Economics*, 28(4), 506–522.

Pickles, E., & Smith, J. L. (1993). Petroleum Property Evaluation: A binomial lattice implementation of option pricing theory. *Energy Journal*, 14(2), 1-26.

Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (1991). *Econometric Models and Economic Forecasts* (3rd ed.). New York: McGraw-Hill, Inc.

Pindyck, R. S. (1999). The Long-Run Evolution of Energy Prices. *Energy Journal*, 20(2), p. 1-27.

Salomão, M. C., & Grell, A. P. (2001). Uncertainty in production profiles on the basis of geostatistic characterization and flow simulation. *SPE Latin*

American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Buenos Aires, Argentina, SPE 69477.

Schiozer, D. J., Ligerio, E. L., & Santos, J. A. M. (2004). Risk assessment for reservoir development under uncertainty. *The Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, 26(2), 213-217.

Suslick, S. B., Schiozer, D., & Rodriguez, M. R. (2009). Uncertainty and risk analysis in petroleum exploration and production. *Terrae*, 6(1), 30-41.

World Bank (2015). *Commodity Markets Outlook*. Retrieved from documents.worldbank.org/curated/pt/380281468125701579/pdf/938350WP0Box3805a0commodity0Jan2015.pdf

Agências de fomento:

Fapemig – Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais

CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

Capex – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior

Sobre os autores

1. Marcelo Nunes Fonseca, Mestrado em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Itajubá. Brasil. E-mail: marcelonunes21@yahoo.com.br

ORCID

 0000-0002-3651-8747

2. Edson de Oliveira Pamplona, Doutorado em Administração, Fundação Getúlio Vargas. Brasil. E-mail: pamplona@unifei.edu.br

ORCID

 0000-0001-6085-0240

3. Paulo Rotela Junior, Doutorado em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Itajubá. Brasil. E-mail: paulo.rotela@gmail.com

ORCID

 0000-0002-4692-7800

4. Victor Eduardo de Mello Valério, Mestrado em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Itajubá. Brasil. E-mail: victor.dmv@gmail.com.

ORCID

 0000-0003-4127-5951

Contribuição dos autores:

Contribuição	Marcelo Nunes Fonseca	Edson de Oliveira Pamplona	Paulo Rotela Junior	Victor Eduardo de Mello Valério
1. Definição do problema de pesquisa	√	√		
2. Desenvolvimento das hipóteses ou questões de pesquisa (trabalhos empíricos)	√	√	√	
3. Desenvolvimento das proposições teóricas (ensaios teóricos)				
4. Fundamentação teórica/Revisão de Literatura	√			√
5. Definição dos procedimentos metodológicos	√	√	√	√
6. Coleta de Dados	√			
7. Análise Estatística	√			√
8. Análise e interpretação dos dados	√		√	√
9. Revisão crítica do manuscrito		√	√	
10. Redação do manuscrito	√	√	√	√