

4

Opções Reais em Projetos de E&P de Petróleo: Alguns Modelos Desenvolvidos

Neste capítulo, apresentaremos dois importantes modelos desenvolvidos para a análise de investimentos em E&P de petróleo.

4.1. Modelo de Paddock, Siegel & Smith¹

Paddock, Siegel & Smith (1988) usaram a teoria de avaliação de opções para determinar o preço justo para a concessão de um bloco de petróleo, integrando um modelo explícito de equilíbrio de mercado para um ativo real e a teoria de apreçamento de opções para obter o valor de uma opção real. Esta integração é necessária porque, segundo McDonald & Siegel (1984), avaliar opções reais requer um maior entendimento de equilíbrio de mercado do ativo do que é necessário para a avaliação de opções financeiras.

Os investimentos em um bloco de petróleo podem ser realizados em três estágios: exploração, desenvolvimento e produção. Na fase de exploração, através de investimentos em sísmicas e na perfuração de poços pioneiros, são obtidas informações preliminares (com elevado grau de incerteza) sobre o volume da reserva e o custo de produção do petróleo. Se os resultados obtidos com a exploração forem favoráveis, parte-se para a segunda etapa: o desenvolvimento. Nesta fase, são realizados investimentos para construir a estrutura necessária para a produção do petróleo (plataformas, poços de exploração etc), onde a estrutura construída é utilizada para a produção de petróleo.

Sob a visão da teoria de opções, podemos definir as etapas de investimentos da seguinte forma:

- A fase de exploração consiste na opção de realizar os gastos com exploração e receber reservas não-desenvolvidas. Isso é semelhante a uma opção de compra sobre uma ação, que concede

¹ A formulação matemática deste modelo encontra-se no apêndice B.

o direito de pagar o preço de exercício (investimento em exploração) e receber a ação (reservas não-desenvolvidas, no exemplo considerado). Da mesma forma que uma opção financeira tem uma data de vencimento, o concessionário do bloco tem um prazo para explorá-lo e desenvolvê-lo;

- A etapa de desenvolvimento consiste na opção de possuir reservas desenvolvidas (ativo base) de petróleo através da realização dos investimentos em desenvolvimento (preço de exercício);
- Por fim, na fase de produção, o concessionário tem a opção de escolher quando começar a produzir petróleo. Esta decisão dependerá de fatores como qualidade do petróleo, custos de produção, preço do petróleo, entre outros.

Percebe-se, portanto, que a avaliação da concessão de um bloco de petróleo envolve os fluxos de caixa de um processo seqüencial. Ainda neste artigo, os autores destacam cinco importantes falhas na aplicação do fluxo de caixa descontado (FCD) para a avaliação de uma concessão de bloco de petróleo:

1. O *timing* de exploração e desenvolvimento não é transparente. Dessa forma, a escolha do cronograma a ser usado nos cálculos do FCD é arbitrária e sujeita a erros, ocasionando divergências entre as avaliações feitas pelas empresas, pelo governo e pelo mercado de capitais;
2. Diferentes empresas, bem como o próprio governo, podem fazer diferentes suposições sobre o valor esperado e a distribuição estatística dos preços futuros de petróleo, e tais suposições podem estar em desacordo com as expectativas agregadas do mercado de capitais;
3. O uso do método do FCD requer a determinação de uma taxa de desconto ajustada ao risco. A presença de uma estrutura estatística complexa dos fluxos de caixa dificulta bastante a obtenção desta taxa de desconto;
4. Os cálculos do FCD, especialmente através de simulações de Monte Carlo, são bastante complexos e de elevado custo computacional;

5. Na fase de licitação, as informações sobre os blocos de petróleo geralmente são escassas. Isso ocasiona divergências entre as suposições das empresas e do governo quanto a fatores geológicos e de custo, podendo levar a discrepâncias significativas na avaliação de um bloco.

A etapa de exploração pode ser representada como uma opção de pagar os custos esperados de exploração E , e receber o valor esperado das reservas não-desenvolvidas, dado pela seguinte fórmula:

$$X^*(V) = \int QX(V; T-t; D(Q))dF(Q), \text{ onde:}$$

- Q = volume de petróleo na reserva
- $D(Q)$ = custo unitário de desenvolvimento
- V = valor unitário, na data t , de uma reserva desenvolvida
- $F(Q)$ = distribuição de probabilidades do volume da reserva
- t = data atual
- T = data de vencimento
- $X(V; T-t; D(Q))$ = valor unitário, na data t , de uma reserva não-desenvolvida, dado em função de V , $D(Q)$ e do tempo restante até a data de vencimento $(T-t)$

O valor de uma reserva explorada na data t corresponde ao valor esperado de uma reserva não-desenvolvida, pois o risco associado ao volume da reserva é quase exclusivamente tecnológico e geológico. Portanto, o risco é não-sistemático e não requer um prêmio de risco. Assim, a suposição de neutralidade ao risco é adequada para a resolução do problema.

As características apresentadas acima permitem que uma concessão de petróleo possa ser modelado como uma opção composta, onde a área não-explorada corresponde a uma opção sobre a opção de desenvolvimento. A opção de produção já está incorporada ao valor de mercado de uma reserva desenvolvida. A avaliação de opções compostas foi explorada por Geske (1979) num contexto de opções financeiras.

Um aspecto importante que deve ser ressaltado é que, na avaliação de opções financeiras, não é necessário entender o equilíbrio de mercado para a ação, mas o processo estocástico para o preço da mesma deve ser conhecido. Isso não é verdade para a avaliação de uma reserva de petróleo.

Uma comparação entre os parâmetros necessários para estimar o valor de uma opção financeira e o valor de uma reserva não-desenvolvida são apresentados no quadro a seguir.

OPÇÃO FINANCEIRA	RESERVA NÃO-DESENVOLVIDA
Preço corrente da ação	Valor corrente da reserva desenvolvida
Variância da taxa de retorno da ação	Variância da taxa de variação do valor de uma reserva desenvolvida
Preço de exercício	Custo de desenvolvimento da reserva
Data de vencimento	Data de vencimento dos direitos sobre o bloco
Taxa de juros livre de risco	Taxa de juros livre de risco
Dividendo	Receita líquida de produção menos a depleção da jazida

Quadro 1: Equivalência entre os parâmetros necessários para avaliar opções financeiras e reservas não-desenvolvidas, segundo a abordagem de Paddock et al.

Dos parâmetros necessários para estimar o valor de uma reserva, apenas dois não são observados diretamente: a variância da taxa de variação do valor de uma reserva desenvolvida e a taxa de juros livre de risco. Porém, estas variáveis podem ser facilmente estimadas.

O modelo desenvolvido foi testado empiricamente, e os resultados obtidos analisados e comparados com os resultados obtidos através do método do FCD. A avaliação de reservas através da teoria de opções reais apresenta algumas vantagens se comparado ao método do FCD. Primeiro, a abordagem requer menos dados, pois usa as informações de mercado de uma forma mais eficiente. Segundo, ela tem um menor custo computacional e está menos sujeito a erros. Por fim, a abordagem fornece um guia para a determinação do tempo ótimo de desenvolvimento, uma importante informação de caráter estratégico.

4.2. Modelo de Cortazar, Schwartz e Casassus²

O artigo apresenta um modelo de opções reais para avaliação de investimentos em exploração de recursos naturais (por exemplo, cobre ou petróleo), onde as incertezas econômicas e técnico-geológicas são consideradas no processo de avaliação. A incerteza econômica refere-se ao preço de mercado do recurso natural, enquanto a incerteza técnico-geológica refere-se às reservas, aos custos de desenvolvimento e à estrutura de custos.

Neste modelo, diversas opções reais são consideradas. O cronograma de investimentos em exploração é flexível, podendo ser abandonado e/ou retomado a qualquer momento de acordo com o FC esperado, o que por sua vez depende do preço corrente da *commodity* e das expectativas técnico-geológicas (no caso do petróleo, qualidade e quantidade existente na reserva, custos de produção, entre outros). O modelo leva em consideração diversas fases de exploração, com seus respectivos cronogramas de investimento e probabilidades de sucesso e falha. Ocorrendo o evento “sucesso” na fase de exploração, há uma opção de espera para o desenvolvimento. Na fase de produção, existem as opções de fechamento, abertura e abandono do projeto.

O modelo apresenta uma estrutura relativamente simples, pois agrega, num único fator, as incertezas econômica e técnico-geológica. É baseado no modelo de Brennan & Schwartz (1985) para avaliação de investimentos em recursos naturais.

4.2.1. O modelo

A exploração de recursos naturais geralmente é feita por etapas, cada uma com seus respectivos cronogramas de investimento e probabilidades de sucesso e falha. A representação de n estágios de exploração é apresentada na figura 1 com a seguinte notação:

- X^j = valor do projeto de exploração no ponto inicial num estágio j ;
- I^j = valor presente do investimento durante o estágio j ;
- T^j = data de vencimento do estágio j ;
- p^j = probabilidade de sucesso do estágio j ;

² A formulação matemática do modelo é apresenta no apêndice C.

- H = valor do projeto após todos os estágios de exploração, condicionado ao sucesso.

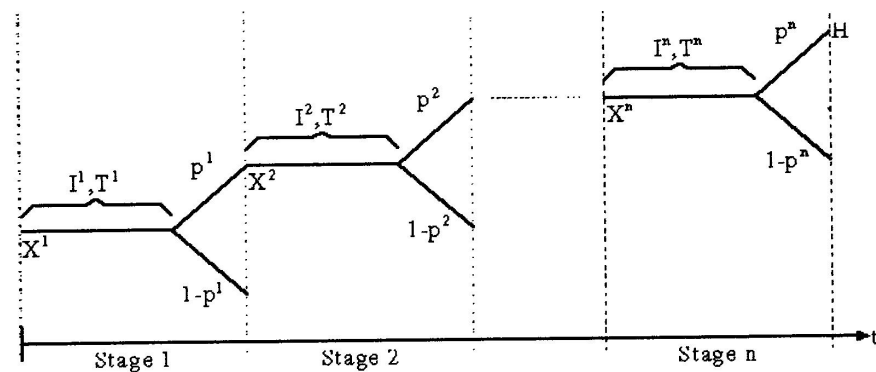


Figura 1: Representação gráfica de um projeto com n estágios de exploração (Fonte: Cortazar *et al*, 2001).

O projeto X de exploração é visto como uma opção composta que pode ser exercida continuamente à medida que os investimentos em exploração forem realizados. O modelo assume que em qualquer instante o investidor tem a opção de abandonar ou reduzir os investimentos em exploração, dependendo do valor esperado do projeto, que por sua vez varia de acordo com os dados técnicos e geológicos disponíveis.

Em caso de sucesso na fase exploratória, o projeto pode ser desenvolvido realizando-se o investimento de valor presente I_d^i no tempo T_d^i . Esses valores dependem das características da reserva i encontrada. O modelo considera uma opção perpétua de adiar os investimentos. Uma vez tomada a decisão de investir, não há possibilidade de interromper (opção de abandono) os investimentos em desenvolvimento.

Quando a fase de desenvolvimento é concluída, o projeto entra na fase de produção. Esta fase foi modelada com base no artigo de Brennan & Schwartz (1985), considerando as opções de abrir, fechar e abandonar o projeto.

De maneira geral, os investimentos em exploração de recursos naturais são considerados de alto risco, pois envolvem incertezas quanto ao preço do produto (*commodity*), ao volume da reserva e aos custos de desenvolvimento e produção. Por simplicidade, utilizou-se um modelo de fator único com convenience yield constante para preços neutros ao risco:

$$\frac{dS}{S} = (r - c)dt + \sigma_S dw, \text{ onde:}$$

- S = preço *spot* do cobre
- r = taxa de juros livre de risco (constante)
- c = convenience yield
- σ_S = volatilidade do retorno
- dw = incremento de Wiener

Enquanto o risco associado ao preço é constante durante todas as fases do projeto (exploração, desenvolvimento e produção), o risco técnico-geológico pode ser decomposto em duas partes: a primeira está relacionada ao sucesso ou falha na busca por uma reserva economicamente viável, e a segunda está relacionada às características específicas da reserva em questão. A idéia apresentada no artigo é que, na medida que os investimentos em exploração são realizados, a incerteza técnico-geológica se reduz. Uma alternativa para modelar este risco técnico-geológico é definir um vetor de variáveis técnico-geológicas que interferem no valor da reserva e especificar um processo estocástico para cada uma delas. Assim, o valor da reserva seria função do preço S e de um vetor G de características da reserva $\{G_1, G_2 \dots G_N\}$. Entre estas características, podemos citar os investimentos em desenvolvimento, a taxa de produção, custos de produção etc. Então, o valor esperado da reserva seria definido como $H(S, G_1, G_2 \dots G_N)$. A complexidade do modelo aumenta com a dimensão do vetor G devido ao volume de informações necessárias para especificar as diversas variáveis de estado, e devido também ao esforço adicional para resolver o modelo multifatorial.

Os autores fazem uma abordagem mais simples, que fornece uma aproximação razoável para diversos casos e torna o modelo mais fácil de ser aplicado. Esta abordagem exige apenas que se faça uma lista representativa dos possíveis tipos de reserva, com base nas características do prospecto, e suas respectivas probabilidades de ocorrência.

Usando as probabilidades condicionadas para cada tipo de reserva, obtém-se o seu valor esperado, assim como uma distribuição empírica inicial de valores de reserva, que representará o risco técnico-geológico. Assim, o seu

valor será função de apenas duas variáveis de estado: o preço *spot* S e o fator de risco técnico-geológico G . Assumindo que S e G são independentes pode-se, em determinados casos, agrupá-las numa única variável de estado Z , tornando o modelo mais simples de ser implementado.

O modelo desenvolvido foi aplicado em diversos prospectos de uma empresa de exploração de cobre. O artigo apresenta os resultados para um caso específico, onde foi utilizado o método das diferenças finitas para solucionar o problema. Os resultados indicam que as opções de exploração, desenvolvimento e operação existentes no gerenciamento do projeto são responsáveis por uma fração significativa do valor total do projeto.