

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**Opções Reais Aplicadas à Escolha de Alternativa
Tecnológica para o Desenvolvimento de Campos
Marítimos de Petróleo**

**Autor : Francisco José Pinheiro Dezen
Orientador: Celso Kazuyuki Morooka**

09/01

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**Opções Reais Aplicadas à Escolha de Alternativa
Tecnológica para o Desenvolvimento de Campos
Marítimos de Petróleo**

Autor : **Francisco José Pinheiro Dezen**
Orientador: **Celso Kazuyuki Morooka**

Curso: Engenharia Mecânica.
Área de concentração: Exploração

Dissertação de mestrado apresentada à sub-comissão de Pós Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo, como requisito para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2001
S.P. - Brasil

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Opções Reais Aplicadas à Escolha de Alternativa
Tecnológica para o Desenvolvimento de Campos
Marítimos de Petróleo**

Autor : **Francisco José Pinheiro Dezen**

Orientador: **Celso Kazuyuki Morooka**

**Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka, Presidente
UNICAMP**

**Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick
IG, UNICAMP**

**Prof. Dr. Alexandre Kawano
POLI, USP**

Campinas, 10 de dezembro de 2001

Dedicatória

Dedico este trabalho ao meu pai Floriano que dedicou sua vida à minha educação e de minhas irmãs, e sempre procurou nos animar nos momentos difíceis com sua presença de espírito, clareza de idéias e palavras amigas.

Agradecimentos

Agradeço,

Ao meu porto seguro Claudia por sua paciência, incentivo e compreensão.

E a minha mãe, e minha irmã Vânia pelo suporte de hoje, ontem e de amanhã.

Ao meu orientador por sua paciência e capacidade de indicar o caminho.

Ne Sutor Ultra Crepidam

Resumo

DEZEN, Francisco. *Opções Reais Aplicadas à Escolha de Alternativa Tecnológica para o Desenvolvimento de Campos Marítimos de Petróleo*: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2001, 100 p. Dissertação (Mestrado)

Neste trabalho é defendida a hipótese de que se uma tecnologia permite a uma empresa maior flexibilidade de execução, esta deveria ter maior valor se comparada a uma outra tecnologia que não permita essa flexibilidade. Para podermos confirmar essa intuição gerencial, utilizamos duas premissas que serão defendidas neste trabalho, a primeira é que a Teoria de Opções Reais (TOR) permite que o valor de um projeto de desenvolvimento de um campo marítimo de petróleo, que é subestimado pela metodologia de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), seja calculado corretamente. A segunda, que para cada alternativa tecnológica existe um conjunto diferente de opções reais com maturidades variadas, o que influencia no valor total do projeto calculado através da Teoria de Opções Reais. Consideramos que uma vez sustentadas as duas premissas descritas acima, a hipótese defendida por esta tese é por consequência correta. Para podermos sustentar as premissas apresentamos três estudos de casos em que as diferentes alternativas tecnológicas são analisadas, para fins de comparação, através das duas técnicas, FCD e TOR.

Palavras Chave

- Investimentos de capital, Petróleo em terras submersas, Projetos de investimento – Processo decisório, Campos petrolíferos

Abstract

DEZEN, Francisco. *Real Options Applied to Selection of Technological Alternative for Offshore Oilfield Development*: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2001, 100 p. Dissertação (Mestrado)

In this work is defended the following hypothesis, if a technology that allows greater flexibility to a company to execute a project should have a greater value if compared with another technology that does not allow such flexibility. To confirm such managerial intuition, two premises are used which will be supported in this work, the first premise is that the Real Options Theory (ROT) allows the value of a project to be correctly calculated, while such a value is underestimated by Discounted Cash Flow (DCF) techniques. The second premise is that for each technological alternative a different set of real options exists, with different maturities, which will affect the total project value calculated through the Real Options Theory. Considering that once the two premises above are supported, the hypothesis defended in this thesis is to be considered correct. In order to support the two premises it is presented three case studies where different technological alternatives are analysed, for purposes of comparison, through both techniques, ROT and DCF.

Key Words

- Capital Investments, Petroleum in submerged lands, Investment Projects – Decision process, Petroleum Fields

Índice

1. INTRODUÇÃO	1
2. ESTADO DA ARTE – TEORIA DE OPÇÕES REAIS	6
2.1. HISTÓRICO	6
2.1.1. <i>Tales</i>	6
2.1.2. <i>As Bolsas</i>	7
2.2. OPÇÕES	8
2.3. OPÇÕES REAIS	12
2.4. OPÇÕES REAIS EM PETRÓLEO	17
2.5. CONCLUSÃO	19
3. ESTADO DA ARTE – ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS	20
3.1. DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO MARÍTIMO DE PETRÓLEO	20
3.1.1. <i>Completação</i>	21
3.1.2. <i>Escoamento e Armazenamento da Produção</i>	22
3.2. UNIDADE ESTACIONÁRIA DE PRODUÇÃO (UEP)	23
3.2.1. <i>Floating Production Storage and Offloading - FPSO</i>	23
3.2.2. <i>Semi-Submersível - SS</i>	26
3.2.3. <i>Tension Leg Platform – TLP</i>	28
3.2.4. <i>Spar</i>	30
3.2.5. <i>Produção Remota</i>	32
3.2.6. <i>Unidades Estacionárias Reduzidas e Desabitadas</i>	33
3.2.7. <i>FSO</i>	34
3.3. CONCLUSÃO	34
4. MÉTODO E APLICAÇÃO	35
4.1. INTRODUÇÃO	35
4.2. ANÁLISE ECONÔMICA	36

4.3. INCERTEZAS	38
4.3.1. Incertezas da quantidade de petróleo	38
4.3.2. Incertezas da localização do campo de petróleo	38
4.3.3. Incertezas do preço	39
4.3.4. Incertezas do custo.....	39
4.3.5. Chegada de novas Informações	40
4.4. FLEXIBILIDADE	40
4.5. METODOLOGIA PROPOSTA	41
4.6. CONCLUSÃO.....	44
5. ESTUDOS DE CASOS	45
5.1. CASO 1	45
5.1.1. Fluxo de Caixa.....	46
5.1.2. Incertezas	48
5.1.3. Análise de Sensibilidade	49
5.1.4. Árvore de Decisão.....	51
5.1.5. Opções	53
5.2. CONCLUSÃO.....	55
5.3. CASO 2	56
5.3.1. Opção de Adiar.....	58
5.3.2. Opção de Abandono.....	59
5.3.3. Opção de Expansão	60
5.4. CONCLUSÃO.....	61
5.5. CASO 3	62
5.6. CONCLUSÃO.....	64
6. CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS FINAIS.....	66
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71
APÊNDICE 1 – MODELO DE BLACK-SCHOLES.....	79
APÊNDICE 2 – MODELO BINOMIAL	83

Lista de Figuras

Figura 1 – Possíveis resultados com uma opção de compra.....	10
Figura 2 – Linha de Tempo de Desenvolvimento da Teoria de Opções Reais.....	13
Figura 3 – Seis variáveis que definem o valor da AOR (fonte: Copeland, 2000)	14
Figura 4 - Quando Flexibilidade Gerencial Tem Valor (fonte: Copeland, 2000).....	15
Figura 5 – Alternativas (fonte: ABB, 2001)	20
Figura 6 – FPSO (fonte: ABB, 2001)	24
Figura 7 – Sistema Submarino com FPSO e Navio Aliviador (fonte: ABB, 2001)	25
Figura 8 – Semi-Submersível (fonte: ABB, 2001)	27
Figura 9 – TLP (fonte: ABB, 2001).....	28
Figura 10 – Diferentes TLPs (fonte: ABB, 2001).....	29
Figura 11 –SCF (fonte: ABB, 2001).....	31
Figura 12 – Produção Remota (fonte: ABB, 2001)	32
Figura 13 – Bóia de Controle (fonte: ABB, 2001).....	33
Figura 14 - Perfil de Produção de um Campo de Petróleo (fonte: ABB, 2001)	37
Figura 15 – Histórico do preço futuro do barril tipo Brent (fonte: IPE, 2001).....	39
Figura 16 – Fluxograma do Método Aplicado neste Trabalho	42
Figura 17 - Árvore de Decisão.....	46
Figura 18 - Fluxo de Caixa Comparativo	47
Figura 19 - Valor Presente Líquido	48
Figura 20 - Gráfico VPL com Incertezas.....	49
Figura 21 - Gráfico Tronado	50

Figura 22 - Análise de Sensibilidade	51
Figura 23 - Árvore de Decisão Expandida.....	52
Figura 24 – Fluxo de Caixa – TLP.....	57
Figura 25 – Fluxo de Caixa - FPSO.....	57
Figura 26 – Valor do Projeto	63
Figura 27 – Região de Investimento	64

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Sumário de uma transação com uma opção de compra	10
Tabela 2 – Comparação entre uma opção sobre uma ação e uma opção real sobre um projeto (fonte: Trigeorgis, 1996).....	13
Tabela 3 - Tipos de Opções (fonte: Trigeorgis, 1996).....	16
Tabela 4 – Analogia entre Opção sobre ação e Opção Real sobre Reserva não desenvolvida (fonte: Paddock, <i>et al</i> , 1979).....	18
Tabela 5 – Analogia para Cálculo da Opção Real	54
Tabela 6 - Resultado do Exemplo com Opções Reais	54
Tabela 7 – Alternativas de Desenvolvimento do Campo.....	56
Tabela 8 – Valor da Opção de Adiar	58
Tabela 9 – Valor da Opção de Abandono	59
Tabela 10 - Valor da Opção de Expansão.....	60
Tabela 11 – Resultado do FCD.....	62
Tabela 12 – VPL expandido do projeto	62

Nomenclatura

ANM – Árvore de Natal Molhada

AOR – Análise de Opções Reais

bbl - barril

CAPEX – Capital Expenditures

CAPM – Capital Asset Price Method

CBEB – Chicago Butter and Egg Board

CBOT – Chicago Board of Trade

CBOE – Chicago Board Options Exchange

CME – Chicago Mercantile Exchange

CPE – Chicago Produce Exchange

CVAR-FPSO – Compliance Vertical Access Risers - FPSO

DCU – Dry Completion Unit

DDCV – Deep Draft Caisson Vessel

DICAS – Differential Compliance Anchoring System

EUA – Estados Unidos da América

FCD – Fluxo de Caixa Descontado

FDPSO – Floating Drilling Production Storage and Offloading

FPSO – Floating Production Storage and Offloading

FSO – Floating Storage and Offloading

I – valor presente do custo de investimento do projeto

IMM – International Monetary Market

Kbpd – mil barris por dia
MODU – Mobile Offshore Drilling Unit
MUSD – Millions of US Dollars
NPV – Net Present Value
OPEX – Operational Expenditures
PLEM – Pipeline End Manifold
PLET – Pipeline End Terminal
SCF – Single Column Floater
SPE – Society of Petroleum Engineers
S&P100 – Standard & Poors 100 index
TIR – Taxa Interna de Retorno
TLP – Tension Leg Platform
TOR – Teoria de Opções Reais
UEP – Unidade Estacionária de Produção
USD – US Dollars
V – valor presente da receita do projeto
VME – Valor Monetário Esperado
VPL – Valor Presente Líquido
WACC – Weighted Average Cost of Capital

C – valor de uma opção tipo “call”

K – preço de exercício da ação

P – valor de uma opção tipo “put”

q – volatilidade do preço da ação

r – taxa de juros sem risco

S – preço atual da ação

t – tempo até maturidade da opção

μ - taxa esperada de retorno da ação

σ - volatilidade da ação

Capítulo 1

1. Introdução

O processo decisório que define como uma empresa desenvolverá um campo de petróleo é baseado no retorno financeiro e econômico que tal projeto representará, tendo como objetivo a maximização do valor da companhia.

Na indústria do petróleo são utilizadas técnicas sofisticadas para a análise de decisão, no entanto, ainda se pode notar a utilização de metodologias não tão adequadas quando se comparam diferentes alternativas tecnológicas para o desenvolvimento de um campo marítimo de petróleo.

Quando se tem mais de uma alternativa para se prosseguir com a fase de investimento e desenvolvimento de um campo de petróleo, deve-se considerar as diversas implicações que cada alternativa terá em toda a vida do campo a ser produzido. E a decisão sobre proceder com uma ou outra alternativa deve estar alinhada com o objetivo de maximização do valor da companhia através da maximização do retorno do projeto.

Atualmente na análise comparativa de alternativas de desenvolvimento de campos de petróleo marítimo, as diferentes tecnologias que podem ser utilizadas para desenvolver o campo são comparadas utilizando-se da técnica de fluxo de caixa descontado (FCD), que não leva em conta a flexibilidade gerencial de reagir apropriadamente aos acontecimentos futuros.

A técnica de FCD considera a oportunidade de investimento com sendo do tipo “agora ou nunca”, o que implica em duas condições que não são comumente encontradas na realidade empresarial.

A primeira condição é que, uma vez tomada a decisão, a empresa deve começar imediatamente a execução do projeto, ou descartá-lo permanentemente.

A segunda condição é que, uma vez iniciado o investimento, a companhia deve continuar com a implementação do projeto até o fim, independentemente das informações que chegarem ao longo da execução do plano de investimento.

Fica claro, portanto, que a técnica de FCD é uma técnica estática, que não leva em consideração as mudanças futuras que ocorrerão no mercado e, conseqüentemente, não avalia as incertezas envolvidas na decisão de investimento de capital, o que praticamente exclui a possibilidade de minimizar riscos de investimento.

A técnica de FCD implica em uma estratégia passiva por parte da empresa, em que o corpo gerencial segue o plano de execução do projeto passivamente, sem nenhuma capacidade de reagir às informações que chegam do mercado. Neste caso, a empresa não possui nenhuma opção, a não ser continuar com a execução do projeto qualquer que seja a situação futura do mercado.

Na realidade, sabe-se que o valor futuro de um projeto é incerto, e que uma empresa possui diversas opções ao longo do processo de investimento de capital, desde a simples opção de adiar o investimento até a opção de abandonar o projeto.

A utilização da Teoria de Opções Reais, por sua vez, permite a determinação correta do valor de um projeto, pois leva em consideração as opções que a empresa possui ao longo do processo de investimento de capital em um ambiente de incertezas quanto ao valor futuro do projeto.

A Teoria de Opções Reais pode ser útil em diversos momentos de decisão de uma companhia. A proposta deste trabalho é utilizar tal teoria no processo de análise de decisão da melhor alternativa tecnológica para o desenvolvimento de campos marítimos de petróleo.

A escolha da Teoria de Opções Reais como a melhor ferramenta para o processo de decisão de investimentos de capital pode ser suportada pelas seguintes vantagens:

1. As incertezas do valor do projeto são parte integrante do modelo matemático;
2. O modelo contempla a flexibilidade e o gerenciamento ativo do projeto pela companhia;
3. O modelo se assemelha mais com a realidade empresarial em que o projeto se insere; e
4. Os resultados produzidos pelo método incorporam o valor da flexibilidade de cada alternativa de investimento, permitindo a comparação dos projetos de maneira direta.

Além destes pontos, a metodologia a ser apresentada ainda possui características que contribuem de maneira favorável na avaliação global do projeto, tais como:

- Familiaridade do Modelo: A Teoria de Opções Reais já é utilizada pela indústria de petróleo, por exemplo durante a análise do montante a ser pago pelo bloco de exploração, isto porque as ferramentas de análise econômica comumente utilizadas (como o FCD) não produzem os resultados adequados (Padock *et al*, 1988).
- Homogeneidade dos Processos de Decisão: Uma vez que muitas companhias de petróleo utilizam opções reais no processo de valoração de blocos de exploração, existe uma sinergia na aplicação da técnica em outros processos de investimento de capital e tomada de decisão, permitindo uma homogeneidade dos processo de tomada de decisão da companhia.
- Valor Total Único do Projeto: A metodologia proposta produz resultados numéricos diretos, que incluem no valor total do projeto o valor da flexibilidade gerencial, desta maneira, a

comparação entre diferentes projetos é facilitada, pois um único resultado numérico representa o valor total do projeto.

- **Facilidade na Interpretação do Valor de Cada Decisão:** No processo de modelagem do projeto, ficam explícitos os pontos de decisão gerencial, a flexibilidade que o projeto possui e as implicações no valor do projeto, aumentando o entendimento por parte da empresa dos valores que cada decisão possui.
- **Maximização do Valor da Companhia:** A metodologia pode ser utilizada durante as fases de implementação e execução do projeto, da exploração até o abandono do campo de petróleo, permitindo o gerenciamento do ativo de maneira a proporcionar o máximo retorno para a companhia, maximizando assim o valor da empresa.

Tendo em vista as vantagens acima indicadas, que serão melhor descritas e comprovadas no decorrer desta dissertação, procuraremos demonstrar que a aplicação da Teoria de Opções Reais é realmente o melhor método para avaliar e escolher, dentre as diversas alternativas tecnológicas disponíveis para o desenvolvimento de um campo marítimo de petróleo, aquela que mais benefícios financeiros trará para a companhia.

Para tanto, no capítulo 2 é apresentado o conceito de opção descrevendo o histórico de sua utilização no mercado de bolsas e então passamos para sua aplicação como ferramenta de análise de decisão no formato de opções reais. Neste mesmo capítulo são apresentadas as aplicações de opções reais na indústria de petróleo.

No capítulo seguinte são apresentadas diferentes tecnologias que fazem parte das soluções utilizadas pela indústria no desenvolvimento de um campo marítimo de petróleo, como também uma breve descrição do processo de criação do plano de desenvolvimento de um campo de petróleo.

Logo adiante no capítulo 4, descreveremos o processo de análise econômica baseado na metodologia de fluxo de caixa descontado para um projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo e então apresentaremos a metodologia utilizando a Teoria de Opções Reais e o impacto no valor do projeto e sua seleção.

O capítulo 5 descreve a aplicação da metodologia em três estudos de casos, no primeiro apresentamos a aplicação genérica da metodologia de fluxo de caixa descontado e então uma simples opção real do projeto é calculada para comparação entre os resultados dos dois métodos. O segundo caso apresenta o cálculo de três diferentes opções reais do projeto para duas alternativas tecnológicas, e os impactos no valor final do projeto, no terceiro caso é apresentado a evolução do valor da opção real do projeto ao longo do tempo e suas implicações.

Em seguida, no capítulo 6, será formulada a conclusão da tese proposta e suas implicações e contribuições para a indústria. Neste capítulo também apresentamos sugestões para novos trabalhos.

Capítulo 2

2. Estado da Arte – Teoria de Opções Reais

2.1. *Histórico*

2.1.1. Tales

Aristóteles é o responsável pelo mais antigo retrato do uso de opções (Bersntein, 1992), onde se descreve a compra por parte do filósofo Tales do direito de usar prensas para a produção de óleo de oliva por um valor predeterminado antes mesmo de se saber o resultado da colheita.

O contrato estabelecido permitia a Tales utilizar as prensas por um certo valor, mas ao mesmo tempo não o obrigava a fazê-lo. Desta maneira, caso a colheita de olivas fosse muito boa, existiria um ágio para que o filósofo pudesse se utilizar das prensas e então Tales lucraria com a opção de utilizar os equipamentos por um preço pré acertado menor. Caso a colheita não fosse tão boa, Tales perderia o prêmio que foi pago para lhe garantir o direito ao uso das prensas pelo preço acertado, mas também não seria obrigado a usá-las por aquele preço, desta forma afastando um maior prejuízo.

O intuito da opção proposta por Tales era garantir o acesso às prensas por uma fração do valor de aluguel das mesmas.

2.1.2. As Bolsas

Vale lembrar que as raízes das bolsas de mercadorias estão nas feiras abertas onde se negociavam principalmente gêneros alimentícios (Silva Neto, 1998). Nesse sistema de negociação, largamente usado na Antigüidade, o produtor trazia seu produto até uma cidade e procurava vendê-lo para adquirir o que lhe faltava.

Com o intuito de facilitar o negócio, foi criado um local com o objetivo específico de comercializar determinado bem. Esse sistema mais organizado de comercialização, possuía códigos de ética e conduta para os participantes do mercado, desta forma surgiram as primeiras Bolsas de Mercadorias.

Qualquer pessoa que quisesse comprar ou vender a mercadoria dentro daquele sistema deveria obrigatoriamente fazê-lo por meio dos membros daquela recém criada Bolsa.

Esta organização possuía algumas vantagens:

1. Transparência na formação de preços
2. Facilidade na negociação
3. Criação de um centro de liquidez
4. Formalização do sistema adotado até então
5. Garantias na realização e liquidação dos negócios

Com o fortalecimento do sistema de bolsa, os participantes do mercado adquiriram confiança e os produtores passaram a vender seus bens muito antes da colheita dessa forma garantindo o preço da safra, e compradores do bem estavam dispostos a negociar antecipadamente pelo produto para garantir a disponibilidade do produto e seu preço. Nascia assim o contrato a termo.

Podemos definir o contrato a termo que é negociado for a das bolsas como um contrato de promessa de compra e venda, com preço preestabelecido, em que o comprador assume a responsabilidade de pagar na data de entrega do bem, por sua vez, o vendedor assume a responsabilidade de entregar o bem no local, na quantidade e na qualidade previamente acordada.

Nos contratos a termo, um vendedor de uma mercadoria tinha que encontrar um comprador que desejasse exatamente o produto que ele possuía disponível para venda, no prazo, na qualidade, na quantidade e no local de entrega que lhe conviessem. Por sua vez, o comprador do contrato procurava não só negociar o preço que lhe convinha, mas tinha também que se preocupar com o prazo, a qualidade e o risco da contraparte.

As bolsas então perceberam que se seus contratos fossem padronizados, a negociação seria facilitada. Deu-se então a determinação, por parte das Bolsas, de limites de qualidade, quantidade e prazos, entre outros. Aos contratos a termo com padronização estabelecida pela bolsa, dá-se o nome de contrato futuro sendo estes que auxiliaram na solução do problema de risco do sistema e trouxe várias vantagens à negociação em bolsa.

Uma das principais vantagens dos contratos padronizados é sua intercambialidade. Ou seja, como os contratos futuros são padronizados para anular direitos e deveres assumidos por uma compra de um futuro para vencimento em determinada data, basta apenas vender um contrato para a mesma data, assim os direitos de uma anulam os deveres do outro.

2.2. Opções

Opção é um instrumento que dá ao seu titular, ou comprador, um direito futuro sobre algo, mas não uma obrigação; e a seu vendedor, uma obrigação futura, caso solicitada pelo comprador da opção. A partir desta definição podemos concluir a principal diferença entre o mercado futuro e o de opções. No mercado futuro, tanto o comprador quanto o vendedor estão negociando um direito

e uma obrigação realizáveis em uma mesma data futura; no mercado de opções, estão negociando direitos e deveres realizáveis em datas distintas.

Diferente de um contrato futuro, onde as partes concordam antecipadamente sobre o preço a ser pago na data de vencimento do contrato, um contrato de opção permite ao seu portador o direito de compra (ou venda) por um preço acertado antecipadamente mas sem a simétrica obrigação de fazê-lo.

Portanto, existe uma assimetria entre um contrato futuro e um contrato de opção, onde o valor do contrato futuro terá sempre um certo valor associado, o que não ocorre com a opção, que pode ter seu valor reduzido a zero. Isto quer dizer que se o valor do bem ao qual a opção se refere cair abaixo do valor acertado, o contrato de opção não terá nenhum valor para o seu possuidor.

Um contrato de seguro é um bom exemplo de uma opção. Neste tipo de contrato o segurado tem o direito de ser ressarcido caso haja um sinistro, mas não tem nenhuma obrigação futura. O vendedor da opção, ou seguradora, tem a obrigação de pagar o comprador apenas se o sinistro ocorrer e assim lhe for solicitado. Por adquirir esta obrigação, o vendedor da opção recebe um pagamento – o prêmio do seguro.

Uma opção financeira, por sua vez, é o direito, mas não a obrigação, de comprar (ou vender) um título financeiro (uma ação por exemplo) por um preço predeterminado. No caso do preço da ação ser maior que o preço acertado, o dono da opção terá o direito de comprar a ação pelo valor acertado de antemão. Desta maneira, o dono da opção realiza um lucro que é igual ao valor do preço da ação no dia em que ele exerceu a opção menos o preço combinado a ser pago na data de exercício e descontando o prêmio pago pela opção.

No entanto, caso o preço da ação seja maior que o preço combinado no contrato da opção, o seu possuidor não exercerá o direito de compra da ação e a opção de compra expirará sem nenhum valor. Assim sendo, o valor da opção é uma função da volatilidade do preço da ação, do tempo

para o seu exercício (ou expiração do direito), do seu preço de exercício (predeterminado) e do preço da ação no momento do exercício.

Tabela 1 – Sumário de uma transação com uma opção de compra

	Comprador da Opção	Vendedor da Opção
NO MOMENTO DA COMPRA	Paga o valor da opção (prêmio) e adquire o direito de exercício.	Recebe o valor da opção (prêmio) e o dever de cumprir uma eventual solicitação de compra do possuidor da opção.
NA EXPIRAÇÃO	Se o valor da ação (S) for maior que o preço de exercício (K), o comprador exercita seu direito. Lucro bruto = $S - K$ Lucro líquido = $S - K - \text{prêmio da opção}$	Se o valor da ação (S) for menor que o preço de exercício (K), o comprador não exercita seu direito. Lucro líquido = prêmio da opção

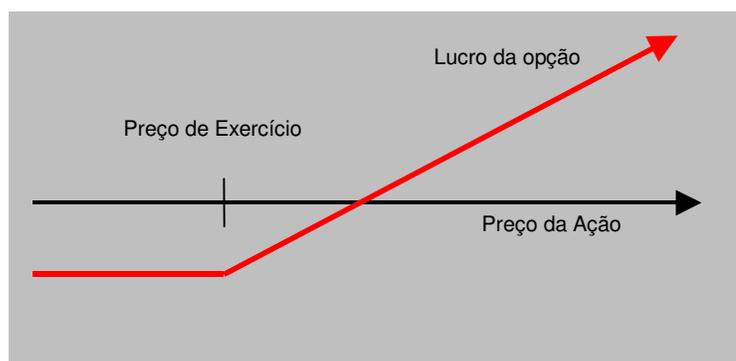


Figura 1 – Possíveis resultados com uma opção de compra

Uma opção tipo “call” permite ao seu comprador o direito de comprar a um determinado preço fixo e em/até uma data acertada um instrumento financeiro (ação, índice futuro, etc), e a seu emissor a obrigação de vender àquele preço caso o direito do comprador seja exercido na/até a data de exercício. A diferença para uma opção tipo “put” é que o direito sendo negociado é o de venda, e não de compra, do instrumento financeiro.

Opções tipo “call” também são chamadas de opções de compra e opções tipo “put” de opções de venda.

As opções possuem também certas características quanto ao direito passado ao seu possuidor. No caso de o direito de exercer a opção ser contínuo até a data de expiração esta opção é chamada de Americana. Caso ela somente possa ser exercida na data de expiração ela é chamada de Européia.

Ao longo dos anos, contratos de opções ficaram cada vez mais comuns nas operações de balcão até a sua adoção nas bolsas de mercadorias. O mercado financeiro passou a negociar opções sobre ações, como também sobre índices. E em 1973 a Chicago Board and Trade criou uma nova bolsa, a Chicago Board Options Exchange, especialmente para negócios com opções sobre ações, passando, nos anos 80, a lidar também com opções sobre índices.

Com a introdução de opções como um dos instrumentos de proteção quanto às incertezas do mercado, surgiu a necessidade de determinar com maior precisão o valor do prêmio a ser pago neste instrumento financeiro. Durante muitos anos matemáticos e financistas tentaram desenvolver modelos matemáticos que pudessem determinar com certa consistência os valores verificados no mercado pelos prêmios pagos pelas opções.

Foi então que o trabalho de Black e Scholes (1973) foi publicado, e seus autores reconhecidos internacionalmente pela contribuição para a Teoria de Valoração de Opções. No mesmo ano Merton (1973), com outro trabalho, apresentou semelhante modelo para o cálculo de opções. Tais autores foram aclamados pelo mercado e então o modelo conhecido com Black-Scholes foi introduzido no dia a dia das bolsas, tornando-se um dos mais famosos modelos matemáticos adotados pelo mercado financeiro, sendo que Robert Merton e Myron Scholes receberam em 1997 o prêmio Nobel de economia pelo trabalho desenvolvido e a contribuição para este campo do estudo econômico (Fischer Black havia falecido em 1989).

O modelo Black-Scholes possuía diversas simplificações que permitiram a solução analítica de sua equação diferencial. No entanto, alguns anos depois, modelos mais complexos foram desenvolvidos para se aproximar da realidade do mercado financeiro e dos valores dos prêmios observados nas bolsas. Além de modelos mais complexos, diversos métodos foram criados para o cálculo do valor das opções. Entre os métodos desenvolvidos está o descrito por Cox, Ross e

Rubinstein (1979), que utiliza árvores binomiais para obter o mesmo resultado do modelo de Black-Scholes.

2.3. Opções Reais

Uma opção real é o direito, e não a obrigação, de agir (i.e. abandonar, expandir, adiar) à um custo predeterminado, chamado de preço de exercício, durante um período de tempo determinado pela duração da opção, chamado de período de exercício. Diferente de uma opção financeira que modela o direito de compra ou venda de um ativo financeiro, a opção real reflete as várias alternativas que uma companhia possui em um projeto de investimento de capital.

Após um período de experimentação da teoria de valoração de opções por parte da comunidade financeira nas bolsas de valores, diversos trabalhos foram apresentados aplicando o modelo da teoria de valoração de opções para determinar o valor de um investimento de capital, entre eles McDonald e Siegel (1985), Myers e Majd (1983), Brennan e Schwartz (1985).

Nesta nova utilização da teoria de valoração de opções, o intuito era obter valores mais acertados para o resultado de um investimento de capital, capturando os diferentes caminhos que a gerência de uma empresa poderia tomar ao longo da fase de investimento e levando em consideração as incertezas do resultado deste investimento. O termo então cunhado para esta aplicação foi o de opções reais, pois o bem no qual a opção se sustenta é um bem de capital real e não um “papel” ou instrumento financeiro (contrato, ação, índice, etc.) como até então era aplicada a teoria de valoração de opções.

A idéia de que certos investimentos possuem características similares a opções já é considerada há mais de 25 anos (Myers, 1977), sendo que dentre as mais antigas aplicações das técnicas de valoração de opções para avaliação de investimentos de capital estão as usadas pela indústria de mineração (a de petróleo incluída neste contexto). O trabalho de Paddock, Siegel e Smith (1988) é considerado um marco na utilização da Teoria de Opções Reais na indústria do petróleo.

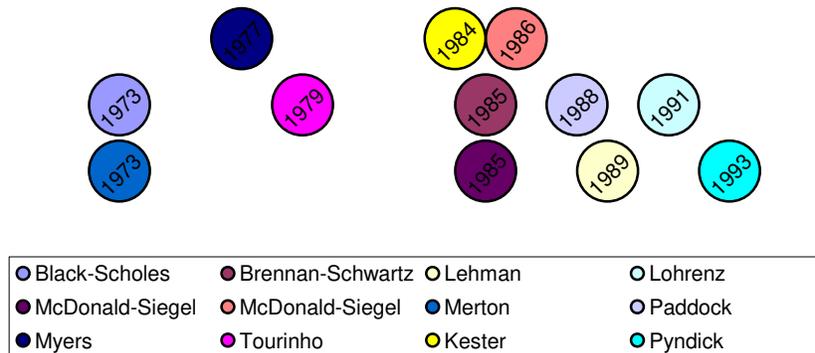


Figura 2 – Linha de Tempo de Desenvolvimento da Teoria de Opções Reais

Ao longo dos anos, a Teoria de Opções Reais passou do mundo acadêmico para o mundo das finanças corporativas com a introdução de modelos matemáticos simplificados e robustos que permitiram a utilização da teoria nos mais variados temas e em diversos segmentos da indústria, sempre com o intuito de valorar ativos, inclusive projetos e carteiras de projetos, ou mesmo uma empresa inteira (Copeland *et al*, 2000; Biellosi, 1996).

Tabela 2 – Comparação entre uma opção sobre uma ação e uma opção real sobre um projeto (fonte: Trigeorgis, 1996)

Opção de Compra de Ação	Opção Real de um Projeto
Valor atual da ação	Valor Presente esperado do fluxo de caixa
Preço de exercício	Custo de Investimento
Tempo até expiração	Tempo até desaparecer a oportunidade
Incerteza do valor da ação	Incerteza do valor do projeto
Taxa de juros sem risco	Taxa de juros sem risco

Com a utilização de opções reais os parâmetros que influenciam o valor da opção podem ser estudados de acordo com a figura abaixo.

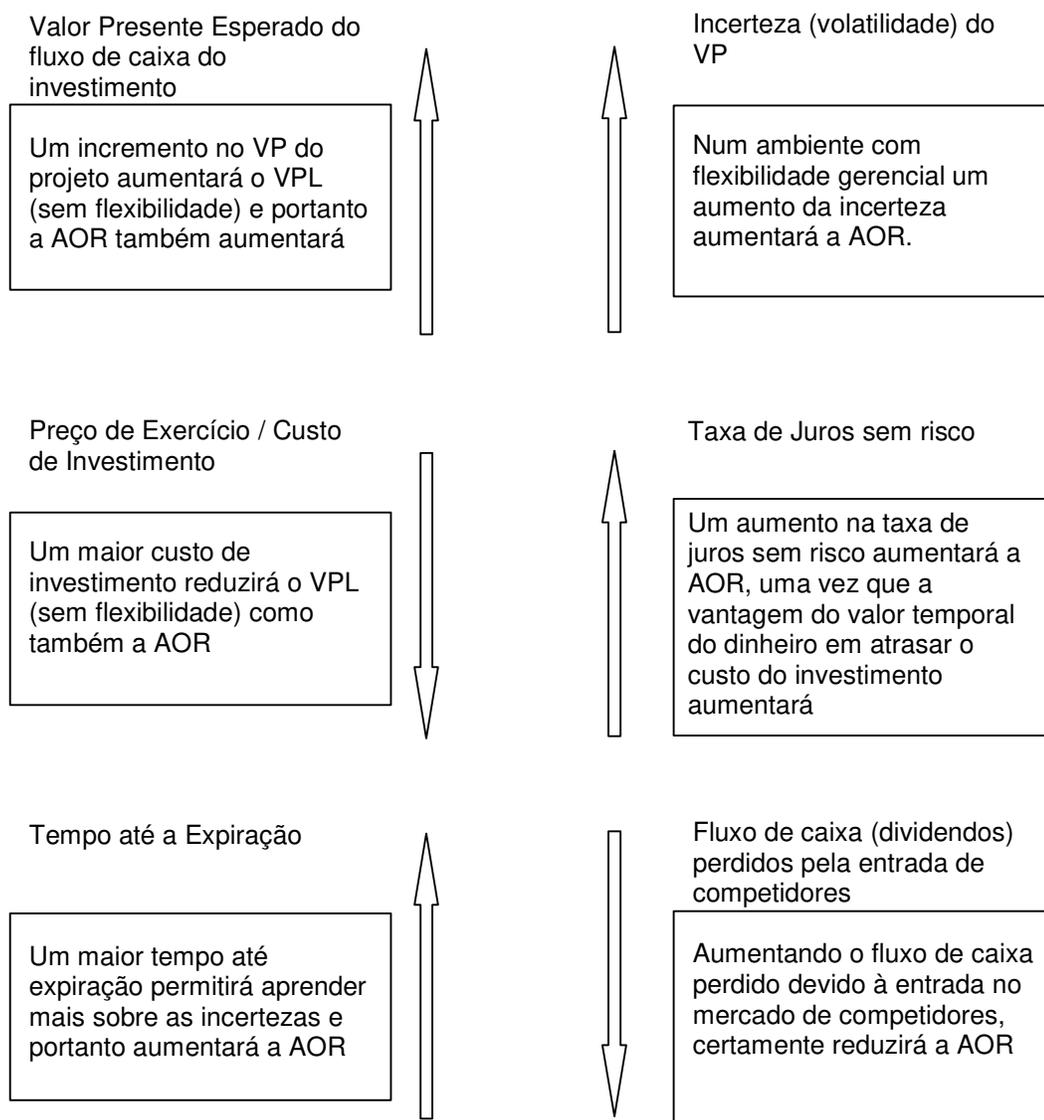


Figura 3 – Seis variáveis que definem o valor da AOR (fonte: Copeland, 2000)

O foco da utilização de opções reais no cálculo do valor de um projeto é apresentar o valor da flexibilidade gerencial, e vale lembrar que em certas condições esta flexibilidade terá um valor agregado muito maior. A figura seguinte descreve quando a flexibilidade gerencial possui maior ou menor valor para o projeto.

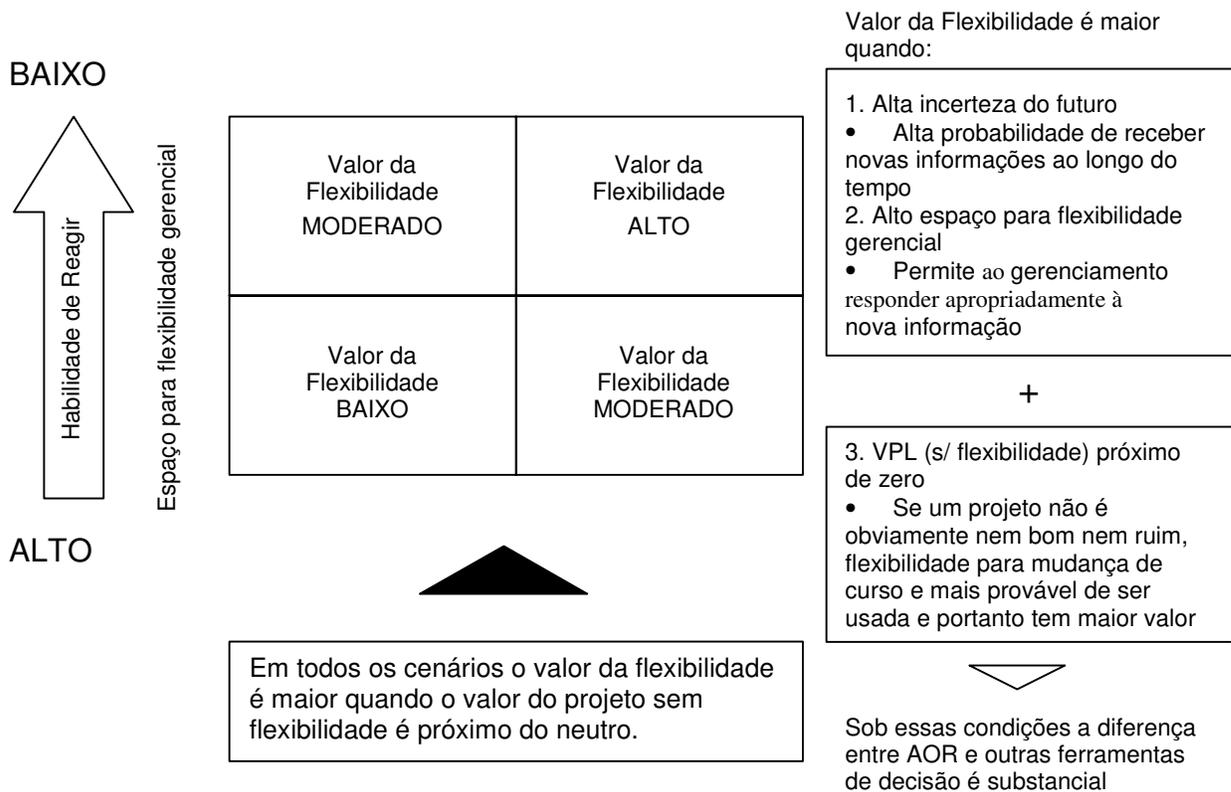


Figura 4 - Quando Flexibilidade Gerencial Tem Valor (fonte: Copeland, 2000)

Trigeorgis ao longo de seu trabalho acadêmico realizou grandes progressos na modelagem de opções reais mais complexas com o intuito de se aproximar da realidade dos projetos que as empresas possuem em carteira. Na tabela abaixo são apresentadas as definições das diferentes opções que o gerenciamento possui ao longo da vida de um projeto, segundo Trigeorgis.

Tabela 3 - Tipos de Opções (fonte: Trigeorgis, 1996)

CATEGORIA	DESCRIÇÃO
Opção de adiar	Gerenciamento detém uma licença (ou opção de compra) sobre uma área ou recurso valioso. Pode esperar um certo número de anos para checar se o preço compensa a construção de um prédio, uma planta ou mesmo o desenvolvimento da jazida
Opção de investimento em fases	Fazer o investimento em parcelas cria a opção de abandonar a empreitada no meio do caminho caso surja uma informação desfavorável. Cada parcela do investimento pode ser visto como uma opção sobre os estágios subsequentes e valorada como uma opção combinada
Opção de alterar a escala de operação (expandir, contratar, fechar e recomeçar)	Se as condições de mercado forem mais favoráveis que esperado, a companhia pode expandir a escala de produção ou acelerar a utilização do recurso. De forma contrária, se as condições forem menos favoráveis do que o esperado, a escala de operações pode ser reduzida. Em casos extremos a produção pode ser fechada e recomeçada.
Opção de abandonar	Se as condições de mercado declinarem severamente, o gerenciamento pode abandonar operações permanentemente e receber o valor de revenda do capital investido no mercado de segunda mão.
Opção de mudar (produção ou matéria prima)	Se os preços ou a demanda mudarem, o gerenciamento pode mudar o “mix” de produção da planta. Alternativamente, a mesma produção pode ser produzida usando diferentes tipos de matéria prima.
Opções de Crescimento	Um investimento anterior é um pré requisito ou um elo numa cadeia de projetos inter-relacionados, abrindo assim oportunidades futuras de crescimento.
Opções múltiplas	Na prática, projetos normalmente envolvem uma coleção de opções. Opções de expansão do potencial positivo e opções de proteção para queda são apresentadas em combinação. O valor destas combinações pode diferir da soma dos seus valores separadamente.

2.4. Opções Reais em Petróleo

O conceito chave subentendido nas aplicações de valoração de opções para a indústria de óleo, é o de que os perfis de produção de campos petrolíferos podem ser replicados no mercado financeiro com “portfólios de papéis” de óleo futuro e “swaps”. O valor deste “portfólio de papéis”, o qual pode ser observado facilmente com base nas transações no mercado, deve ser o mesmo que o valor de mercado de um campo petrolífero real, caso contrário uma oportunidade de arbitragem existiria.

No caso de um produtor de óleo, a natureza fundamental do negócio baseia-se no perfil de produção de suas reservas provadas que é essencialmente um portfólio de posições compradas em óleo futuro. Tipicamente, produtores investiram grandes somas fixas de dinheiro para adquirir estas posições, as quais flutuam com o preço do óleo.

Além destas posições futuras, produtores mantêm portfólios de opções resultando no direito, mas não na obrigação, de converter reservas não desenvolvidas em reservas desenvolvidas dentro do período da licença de exploração, investindo o capital necessário para o desenvolvimento. O valor destas opções, as quais podem ser replicadas através do mercado de papéis, depende do perfil de produção, preços futuros, volatilidade, e o contrato de concessão.

No caso de um campo petrolífero não desenvolvido, o investimento de capital é requerido para converter reservas não desenvolvidas em um perfil de produção que pode ser replicado no mercado de papéis. Da mesma maneira que opções financeiras dão o direito, mas não a obrigação, ao comprador da opção, de obter um portfólio de óleo futuro por um determinado preço de exercício, o campo petrolífero não desenvolvido dá o direito, mas não a obrigação, ao detentor do contrato de exploração, de obter um perfil de produção fazendo um investimento de capital. Desta maneira, um campo petrolífero não desenvolvido é uma opção e o montante de investimento de capital requerido para desenvolver é o preço de exercício.

O primeiro trabalho a introduzir a teoria das opções para valorar reservas não desenvolvidas de petróleo foi o de Paddock *et al* (1979). Neste famoso trabalho é introduzida a analogia entre o valor de uma opção financeira de compra de ação e a opção real sob uma reserva não desenvolvida de petróleo.

Nesta analogia introduz-se o conceito de que uma reserva não desenvolvida de petróleo pode ser considerada como uma opção de compra de uma reserva desenvolvida de petróleo.

O trabalho executado por Paddock *et al*, foi conduzido exatamente para suprir a falta de precisão na valoração de reservas não desenvolvidas nos EUA. Naquela época, os valores estimados pelos órgãos governamentais (baseados na teoria de valoração por FCD) não eram consistentes com os valores praticados pela indústria.

Tabela 4 – Analogia entre Opção sobre ação e Opção Real sobre Reserva não desenvolvida
(fonte: Paddock, *et al*, 1979)

Opção de Ação	Reserva Não desenvolvida
Preço atual da ação	Valor da reserva desenvolvida, descontado o tempo de desenvolvimento
Variância da taxa de retorno da ação	Variância da taxa de mudança de valor da reserva desenvolvida
Preço de exercício	Custo unitário de desenvolvimento
Tempo para expiração	Tempo para desistência
Taxa de retorno sem risco	Taxa de retorno sem risco
Dividendo	Faturamento líquido da produção menos exaustão

Paddock *et al*, conseguiu se aproximar dos valores praticados utilizando-se da valoração por meio da teoria das opções, sendo este o primeiro resultado positivo publicado da aplicação de opções reais na indústria de petróleo.

No caso da indústria de mineração, outros exemplos apresentam a utilização de opções reais para valorar as possíveis decisões que uma empresa pode tomar ao longo da vida de uma jazida. Diversos autores exploraram as possíveis opções em projetos minerais, como por exemplo o

fechamento temporário de uma jazida (Siegel e McDonald, 1985 e Brennan e Schwartz, 1985). Entre as diversas opções analisadas, as mais comuns foram – adiar o investimento inicial, abandonar o investimento, fechar temporariamente a jazida e expandir o projeto.

2.5. Conclusão

Podemos concluir deste capítulo que a utilização de opções reais permite o cálculo do VPL expandido do projeto que leva em consideração o valor da flexibilidade gerencial ao longo do plano de investimento de capital e a incerteza quanto ao resultado futuro do projeto. A teoria de opções reais é proposta por diversos autores como sendo a maneira mais adequada para a análise de valor de projetos e como ferramenta no processo de decisão entre diferentes oportunidades de investimento de capital para uma empresa.

Neste capítulo foi introduzido dois modelos matemáticos propostos inicialmente para calcular o valor de uma opção financeira, Black-Scholes que é descrito em mais detalhes no Apêndice 1 e Cox, Ross e Rubinstein descrito no Apêndice 2. Em seguida foi feita uma analogia entre o valor de uma opção sobre uma ação e uma opção real sobre um projeto e nas seções seguintes foram descritas como opções reais são aplicadas na análise de investimento de capital em diversas indústrias, como também para a determinação do valor de companhias. Além disso, comenta-se que a primeira aplicação de opções reais na indústria do petróleo foi para se definir o valor a ser pago ao governo pelo contrato de exploração e produção em leilões públicos.

Capítulo 3

3. Estado da Arte – Alternativas Tecnológicas

3.1. Desenvolvimento de um Campo Marítimo de Petróleo

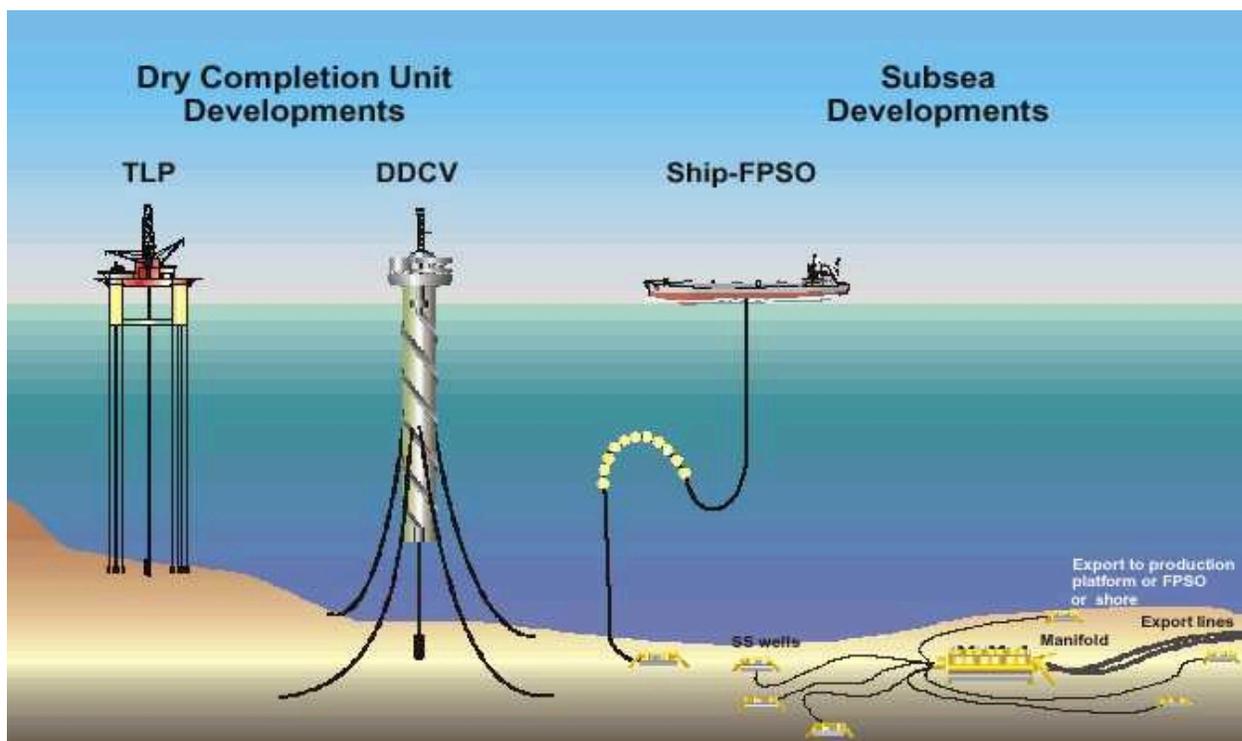


Figura 5 – Alternativas (fonte: ABB, 2001)

Um primeiro passo para o desenvolvimento de um campo marítimo é a definição do tipo de suporte que o mesmo necessitará ao longo de sua produção. Abordamos então nesta seção os diversos tipos de unidades para campos marítimos em águas profundas e ultra profundas.

Existem duas linhas principais para se definir o sistema de produção a ser adotado, a primeira é como os poços de petróleo serão completados e a segunda como a produção será escoada até os pontos consumidores.

3.1.1. Completação

A completação de um poço de petróleo permite que o reservatório de hidrocarbonetos seja conectado de maneira segura e controlada à unidade estacionária de produção, e consiste na instalação de diversos equipamentos tanto no interior do poço de petróleo como também no seu exterior. Estes equipamentos são responsáveis pelo controle da vazão dos fluidos e de funções auxiliares como elevação artificial do poço, aquisição de dados e controle da produção de areia.

A decisão sobre o método de completação a ser utilizado elimina do espectro de possibilidades certas alternativas de unidades estacionárias de produção (UEP), uma vez que muitas delas foram desenvolvidas exclusivamente para completação seca ou molhada.

Completação Seca - Diz-se que um poço é de completação seca se a cabeça de poço e a árvore de natal estão acima da superfície do mar, estes tipos de poços permitem que sua intervenção seja feita por meio de uma sonda de superfície instalada na própria plataforma produtora. Esta tecnologia durante anos foi a única que permitia a produção de poços de petróleo localizados no mar.

Completação Molhada - Neste caso os poços de completação molhada estão completamente submersos, e a cabeça de poço e sua árvore de natal estão localizadas no fundo do mar. Este tipo de poço normalmente é perfurado e completado por uma sonda semi-submersível utilizando-se de técnicas de perfuração e completação submarina. Esta tecnologia foi desenvolvida e empregada primeiramente no Golfo do México, e então adotada em outras regiões como Brasil e Mar do Norte.

Existe uma maior flexibilidade de se utilizar completação molhada com uma unidade desenvolvida para completação seca, mas somente como um sistema secundário, pois o sistema de produção primário necessariamente será o de completação seca. No entanto, existe um limite de lâmina d'água para cada uma das tecnologias de completação seca que podem ser aplicadas. Nos casos das opções de completação submarina estes limites estão nos equipamentos submarinos e hoje o limite técnico é de 3000 metros.

3.1.2. Escoamento e Armazenamento da Produção

Apresentamos nas próximas páginas as diversas alternativas tecnológicas para o desenvolvimento de um campo marítimo em águas profundas e ultra profundas. O objetivo é apresentar as diferenças de cada alternativa tecnológica ressaltando os impactos na maneira como o plano de desenvolvimento será executado, como também nas opções que a empresa poderá exercer.

Um aspecto importante que também determina o tipo de unidade de produção a ser adotada é o método de escoamento da produção. Em certos casos determinações de órgãos reguladores e também condições meteorológicas da região determinam os possíveis métodos de escoamento que podem ser adotados.

Um fator determinante no plano de desenvolvimento, e que está diretamente ligado aos aspectos anteriores, é o armazenamento da produção e esta intrinsecamente ligado ao método de escoamento escolhido.

O gás produzido pelo campo também é considerado no plano de desenvolvimento, uma vez que em muitos países a queima do gás não pode ser realizada, e é necessário um plano de utilização que pode ser a re-injeção do gás no próprio reservatório para que este possa ser utilizado na manutenção da pressão, ou então o gás pode ser escoado e transportado para processamento em terra. Caso seja decidido pelo escoamento, o mercado consumidor já deve estar desenvolvido e

contratos de fornecimento com compra garantida previamente negociados. Hoje além de dutos para o transporte de gás, existem algumas tecnologias que visam a transformação do gás em líquido permitindo ser transportado de maneira similar ao óleo cru. Vale lembrar que o preço do gás não é globalizado como o óleo, uma vez que o seu transporte é limitado a uma certa região e portanto existe uma regionalidade do seu preço.

3.2. Unidade Estacionária de Produção (UEP)

Uma unidade de produção é utilizada para receber a produção de um ou mais reservatórios, para processar a produção dos poços de petróleo antes do escoamento da produção até os terminais apropriados. As principais funções de cada UEP é determinada pelo plano desenvolvimento adotado e são descritas nesta seção.

3.2.1. Floating Production Storage and Offloading - FPSO

A figura retrata uma unidade flutuante com grande capacidade de armazenamento e espaço para instalação de módulos de processo em seu convés. Como o sistema é baseado em um casco com forma de navio, o FPSO tem uma grande amplitude de movimentos em todos os seus graus de liberdade, sendo que o movimento de “heave” e “roll” são bastante acentuados e portanto elimina a possibilidade de utilizarmos completação seca.

Existem alguns conceitos modificados de FPSO (como o CVAR-FPSO ou o FPDSO) que permitem em algumas regiões do mundo a utilização de completação seca, no entanto ainda não existe nenhum destes modelos em operação no mundo.

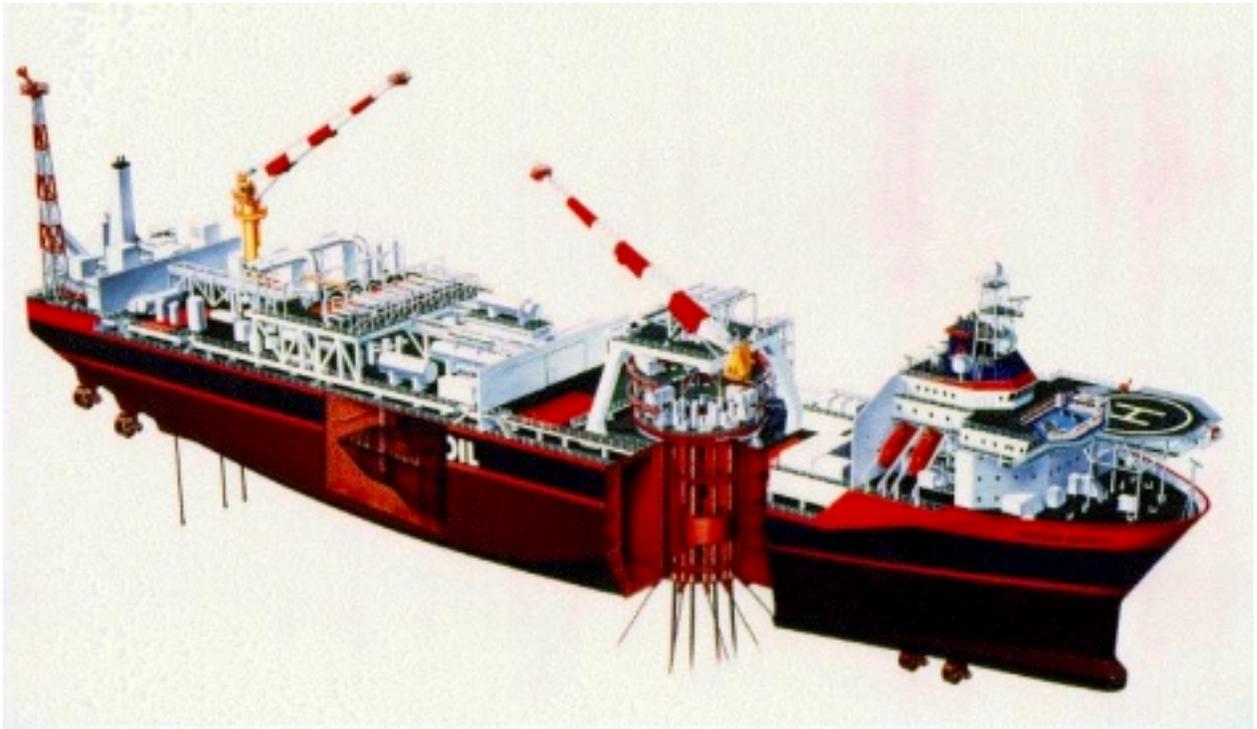


Figura 6 – FPSO (fonte: ABB, 2001)

Os poços de petróleo são perfurados e completados por uma outra unidade flutuante de perfuração tipo MODU (Mobile Offshore Drilling Unit). Assim, qualquer intervenção ou manutenção futura no poços deverá ser feita por uma MODU. A completção é do tipo molhada com ANMs instaladas no fundo do mar e ligadas até o FPSO por meio de linhas de fluxo e “risers”, desta maneira os poços após conectados com o FPSO podem começar a produzir. Normalmente um certo número de poços, se não todos, já estão perfurados e completados quando o FPSO é ancorado na posição e as linhas conectadas para produção.

Toda a produção dos poços é tratada na planta de processo instalada no convés do navio, assim como todos os sistemas auxiliares também estão instalados no navio (compressão de gás, injeção de água, etc). Uma vez que o sistema é baseado em navios petroleiros, um FPSO tem diversos tanques que podem armazenar milhões de barris de óleo antes da necessidade de ter este volume aliviado de seus tanques e transportado a terminais em terra.

Normalmente o processo de exportação do óleo do FPSO é feito por meio de navios aliviadores que transitam entre o FPSO ancorado em alto mar e os terminais na costa. Em certas regiões estes navios podem na verdade fazer outra rota direto a um centro consumidor em outro país ou até mesmo outro continente.

A exportação do gás normalmente é feita por meio de gasodutos submarinos ligando o FPSO a um terminal na costa ou a uma outra unidade que tenha capacidade de exportação do gás até a costa.

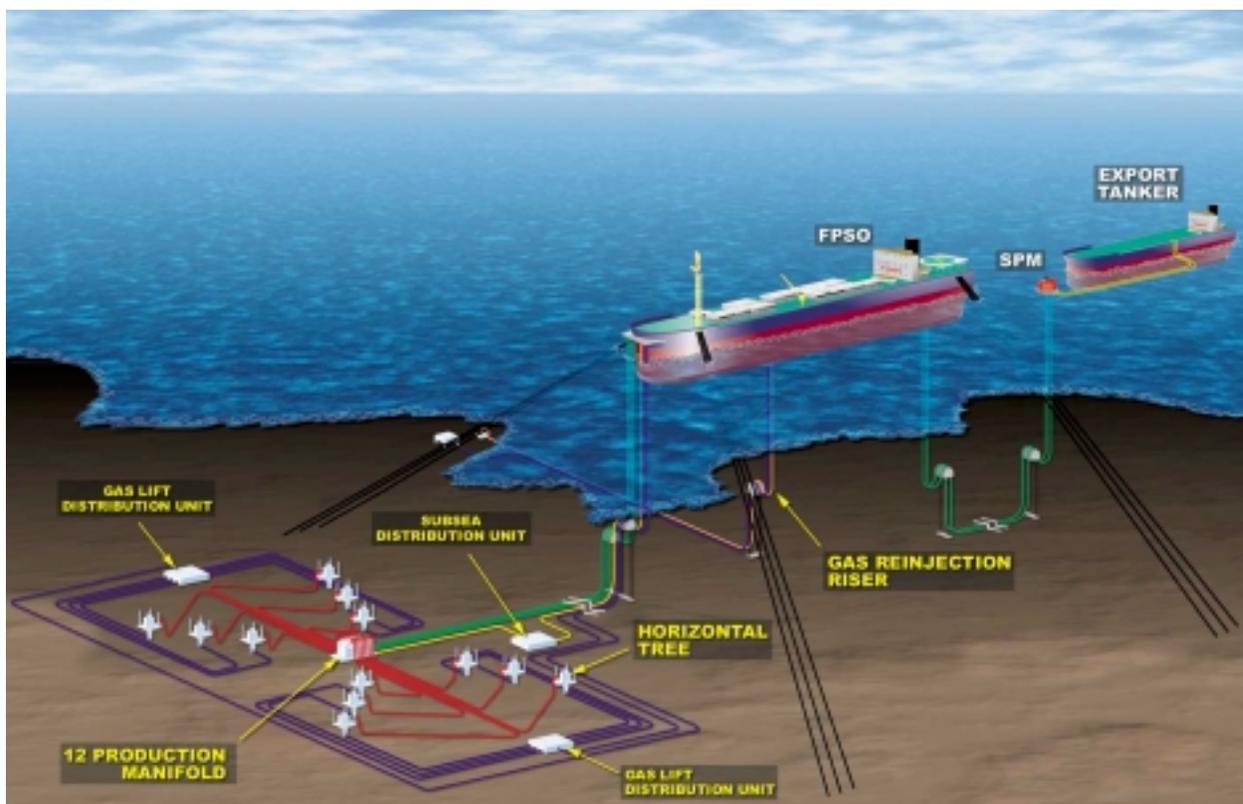


Figura 7 – Sistema Submarino com FPSO e Navio Aliviador (fonte: ABB, 2001)

A maneira que o navio será mantido em locação durante o período de produção do campo, que pode ser de até 25 anos é baseada em um sistema de âncoras e amarras comumente empregado na indústria marítima. No entanto, em certas condições ambientais o navio necessita alinhar-se de

acordo com os ventos e correntes. Para tanto, o sistema de amarração deve permitir a rotação do navio. Neste caso um equipamento chamado “turret” é empregado que permite a rotação livre do navio em torno do eixo do “turret”, sendo este preso às amarras do navio e por consequência mantendo o navio estacionário.

No caso das condições ambientais serem bastante brandas, como o caso da costa oeste da África, não existe a necessidade do navio de posicionar numa direção preferencial e portanto o sistema de amarração é muito mais simplificado e o “turret” eliminado. No Brasil, as condições não são tão brandas como na África, mas as direções que o navio necessita se posicionar são conhecidas de antemão e permitem a eliminação do “turret”. No entanto o sistema de amarração é modificado para permitir que o navio possa se alinhar àquelas direções preferenciais. Este tipo de amarração é conhecido como DICAS (Differential Compliance Anchoring System).

Caso o FPSO não necessite de um “turret”, a sua construção é bastante simplificada e o tempo de conversão de um navio petroleiro em um FPSO reduzido. Outro ponto importante é que o sistema de “turret” limita o número de “risers” que um FPSO pode receber. Desta maneira FPSOs que não utilizam “turret” permitem maior flexibilidade de expansão do sistema uma vez que novos “risers” serão instalados nos bordos do navio e não no limitado número de tubos de um sistema de “turret”.

3.2.2. Semi-Submersível - SS

Unidade flutuante baseada em casco no formato de caixa com os lados transparentes as ondas e correntes marítimas. Sistema bastante robusto e com amplitude de movimentos muito menor que a de um FPSO. Uma semi possui virtualmente nenhuma capacidade de armazenamento de produção, e tem capacidade para uma certa quantidade de carga (módulos da planta de processo) ainda assim muito menor que a de um FPSO.

O sistema de amarração é baseado em âncoras e amarras que são espalhados simetricamente em torno da unidade para mantê-la estacionária. Atualmente é muito empregado o sistema de amarras de raio curto (“taut leg”), mas ainda é predominante o sistema em catenária livre.

Mesmo tendo uma amplitude de movimentos bem menor que o FPSO, ainda assim não é utilizado poços de completação seca nesta unidade. O desenvolvimento de um campo marítimo de petróleo com uma semi possui uma arquitetura muito similar à de um campo utilizando-se de FPSO. Atualmente não existe nenhuma disponibilidade de cascos que poderiam ser utilizados para a conversão em uma plataforma de produção, o que leva à necessidade de construção de um casco novo.

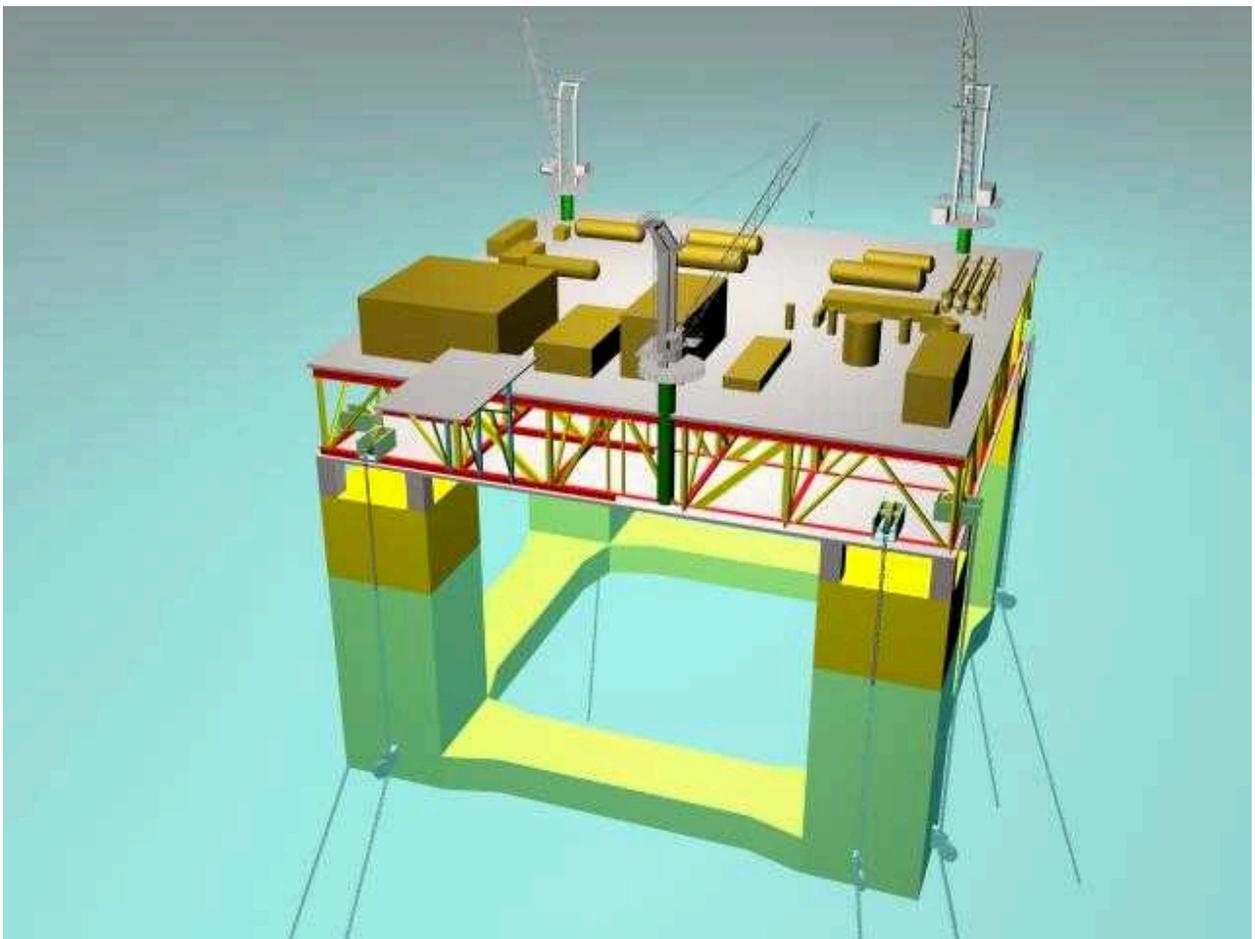


Figura 8 – Semi-Submersível (fonte: ABB, 2001)

Outro ponto importante é que devido ao reduzido movimento da unidade a planta de processo é mais robusta e o tempo perdido em virtude de oscilações da unidade é muito pequeno.

Existem alguns arranjos do “layout” submarino que permitem que a unidade possa também acessar verticalmente os poços submarinos, e desta maneira eliminar a necessidade de uma MODU para fazer a intervenção e manutenção dos poços. No entanto, uma vez que o sistema de amarras da semi não permite grandes excursões, os poços devem estar dentro de uma área pequena e diretamente abaixo da unidade.

Unidades tipo semi foram e ainda são utilizadas exhaustivamente no Brasil, como também no Mar do Norte, Sudoeste da Ásia, e Canadá.

3.2.3. Tension Leg Platform – TLP

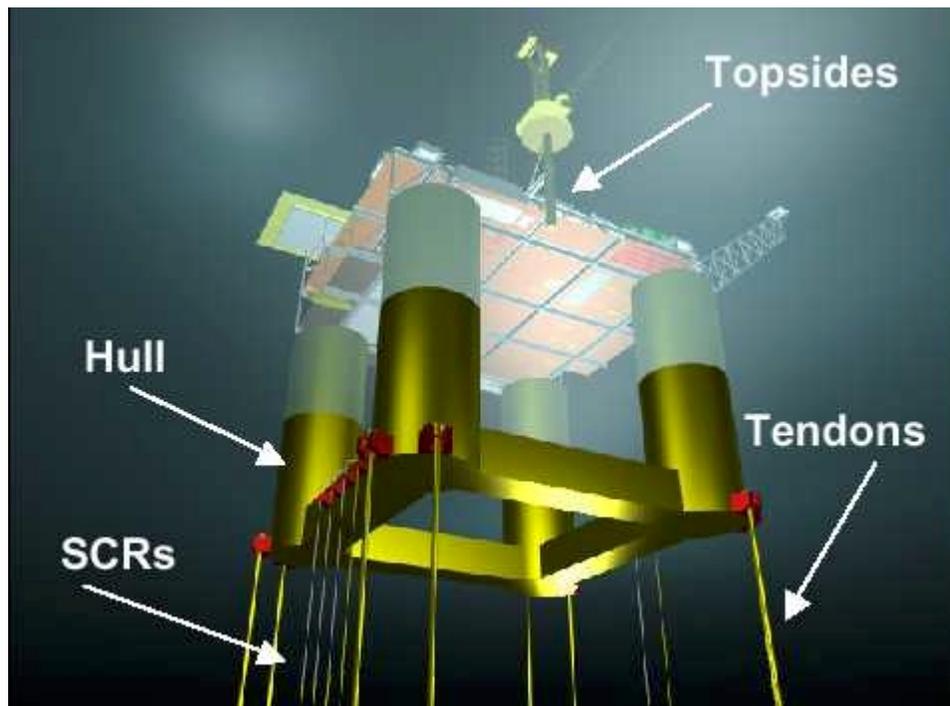


Figura 9 – TLP (fonte: ABB, 2001)

A TLP é uma unidade flutuante baseada em um casco com geometria de caixa e similar ao utilizado em unidades semi-submersíveis. Esta geometria não possui direção preferencial e é portanto onidirecional. Possui pequena capacidade de armazenamento, de espaço em seu convés, como também de carga. O método de amarração de uma TLP é feito por meio de tendões (tubos de metal ou material compósito) que prendem a parte inferior de seu casco até o fundo do mar. Desta maneira TLPs possuem amplitude de movimentos extremamente reduzidas, o que permite a utilização de poços de completação seca.

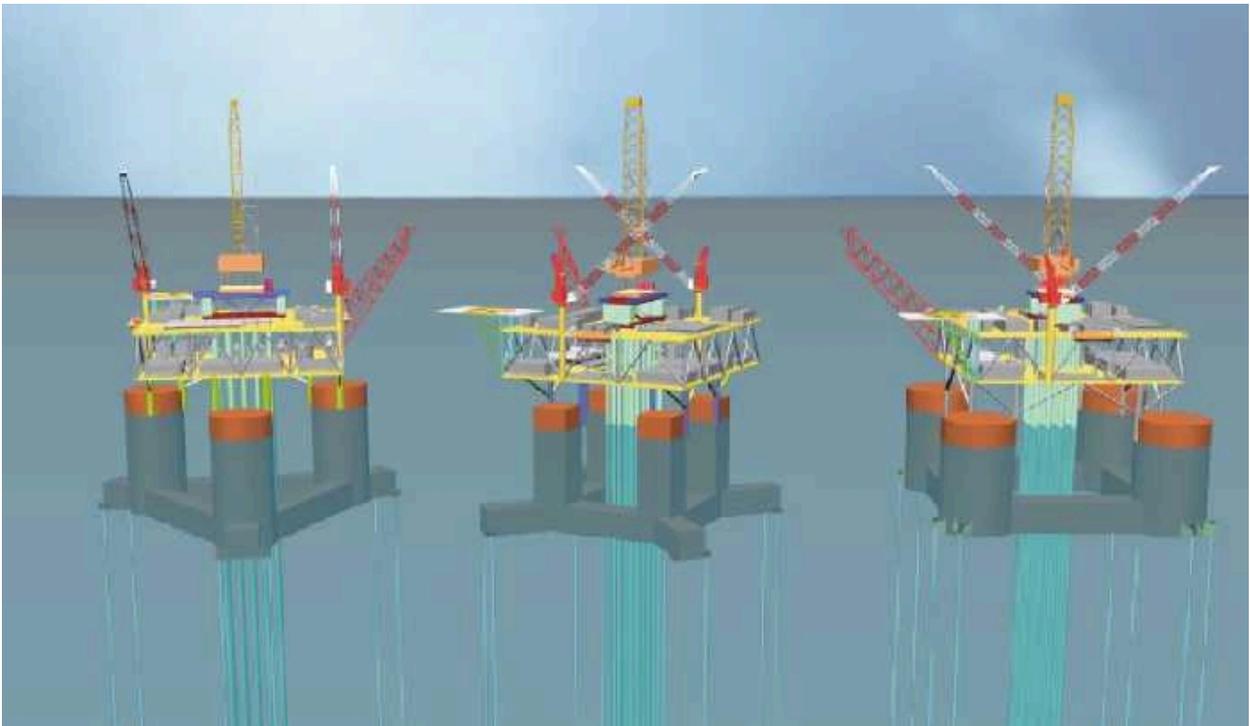


Figura 10 – Diferentes TLPs (fonte: ABB, 2001)

Essa característica permite que qualquer intervenção ou manutenção nos poços de completação seca sejam feitas pela própria TLP, eliminando a necessidade de se utilizar de uma outra unidade tipo MODU. Esta habilidade de poder acessar os poços diretamente, permite que o fator de recuperação de reservatórios com completação seca seja maior do que o nos reservatórios que

utilizam completção submarina, sendo que esta é uma das maiores vantagens da completção seca.

Além disso, devido à sua forma e amplitude de movimentos, uma TLP pode receber poços de completção molhada também. No entanto, o principal parâmetro que limita a adição ilimitada de poços de completção molhada é a reduzida capacidade de carga de uma TLP. Existem diversos projetos diferentes de TLP, cada qual com seu máximo número de poços de completção seca, capacidade de carga, e limite de lâmina d'água que pode ser instalada.

Os poços de completção seca são normalmente perfurados da própria TLP e ligados até o seu convés por meio de “risers” rígidos verticais que se assemelham aos utilizados durante a fase de perfuração, e diferentes dos “risers” em catenária utilizados na ligação com poços de completção molhada.

Devido à falta de capacidade de armazenamento, existe a necessidade de um método de escoamento da produção que pode ser por meio de dutos ou por meio de navios aliviadores. No caso de adotar-se o método de transporte por navios, existe a necessidade de instalar nas proximidades da TLP uma unidade de armazenamento de produção para que o processo de produção de óleo não seja interrompido.

3.2.4. Spar

Uma Spar ou DDCV tem como principal característica o grande calado, que pode ser de até 200 metros. Este grande calado permite que a amplitude de movimentos (principalmente o “heave”) seja amortecida consideravelmente e utilizada como uma unidade de completção seca.

O sistema de amarração é baseado em âncoras e amarras espalhadas de maneira muito similar ao utilizado em semis. Desta maneira, além de permitir a completção seca, uma Spar, devido ao seu

grande calado, permite o armazenamento de grandes quantidades de óleo. No entanto, existem algumas restrições que podem reduzir ou até eliminar a habilidade de armazenamento.



Figura 11 –SCF (fonte: ABB, 2001)

Além do projeto de uma Spar clássica, existem outros projetos que possuem similares características, mas que reduzem o tamanho do calado necessário para garantir a pequena amplitude de movimentos. Entre esses novos conceitos estão a SCF, e a Truss-Spar.

Spars são utilizadas pela indústria principalmente no Golfo do México uma vez existe uma restrição quanto a utilização de unidades do tipo FPSO.

3.2.5. Produção Remota

Em certos projetos de desenvolvimento de campos marítimos de petróleo não existe nenhuma unidade estacionária no campo, sendo que toda a parafernália necessária para o controle e processo do campo estão localizadas em terra. Nesses projetos, o produto dos poços (atualmente restrito a campos de gás devido às implicações na garantia de escoamento de óleo cru) é exportado diretamente do fundo do mar para a estação em terra, que pode estar localizada a mais de 100 km de distância. Não havendo a necessidade de instalação de nenhuma unidade flutuante de escoamento no campo, o programa de desenvolvimento do campo possui muito mais flexibilidade de execução.

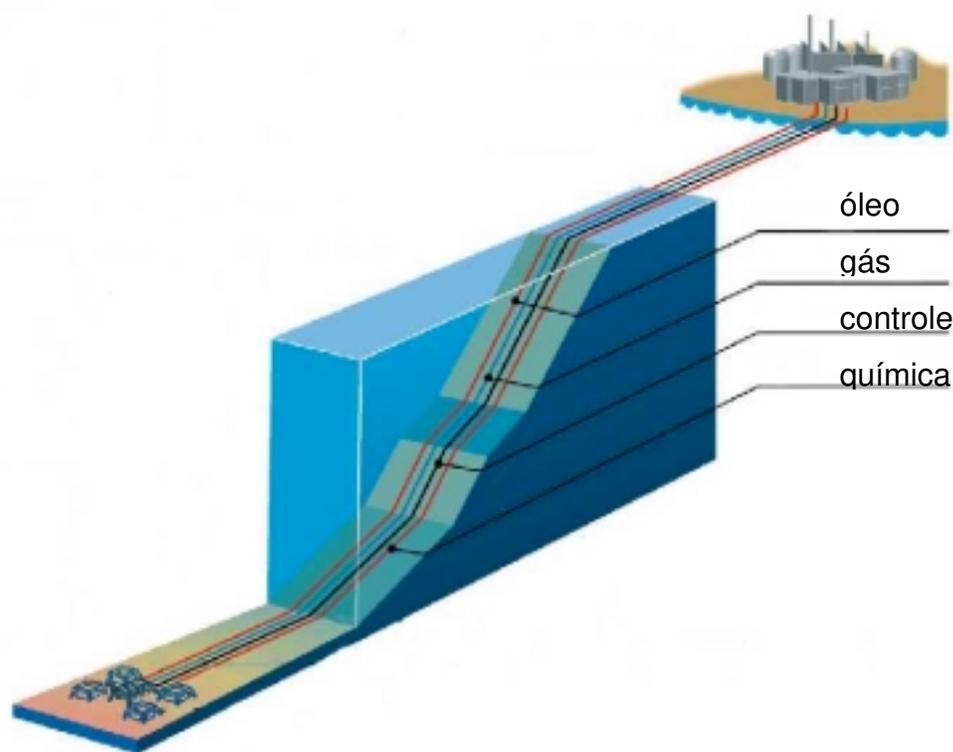


Figura 12 – Produção Remota (fonte: ABB, 2001)

Existem desenvolvimentos de tecnologia para permitir que esse tipo de sistema de produção seja aplicado para campos produtores de óleo, no entanto até hoje a aplicação deste tipo de tecnologia

se limita a distâncias muito menores, em torno dos 30 a 45 km. Na maioria dos casos, o produto dos campos é exportado para uma outra unidade em águas mais rasas que possua capacidade ociosa de processamento.

3.2.6. Unidades Estacionárias Reduzidas e Desabitadas

Nesta alternativa um campo marítimo poderia ser desenvolvido com uma unidade estacionária simplificada na vizinhança do desenvolvimento, sendo o produto exportado para terra por meios semelhantes ao da alternativa de produção remota.

A mais discutida possibilidade de uma unidade desabitada flutuante é uma bóia onde o sistema de controle e outros sistemas auxiliares são instalados em seu interior, e os produtos são exportados para terra ou para outra unidade flutuante em águas rasas. Todo o sistema seria controlado à distância a partir de uma estação em terra ou da unidade em águas rasas.

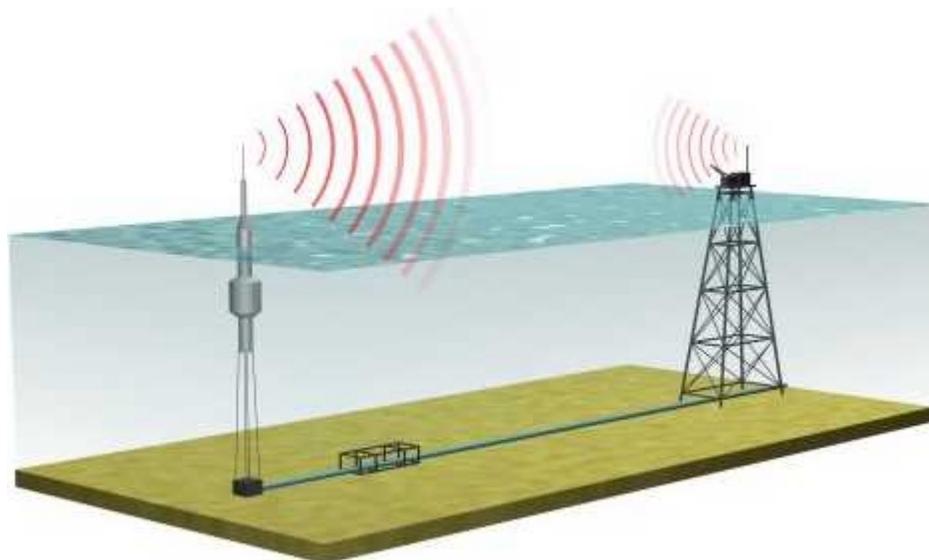


Figura 13 – Bóia de Controle (fonte: ABB, 2001)

3.2.7. FSO

No caso de a unidade de processamento localizada no campo necessitar de capacidade de armazenamento, um FSO poderá ser utilizado. Normalmente um FSO se diferencia de um FPSO pela falta da planta de processo e a simplificação de seus sistemas auxiliares (amarração, etc).

No entanto, a necessidade de estar conectado a unidade flutuante para receber a produção e armazená-la pode levar a consideráveis complicações no sistema de amarração do FSO. Em alguns casos, pode ocorrer a necessidade de utilizar um “turret” para o sistema de amarração pode acontecer.

3.3. Conclusão

Neste capítulo foi descrito de maneira sucinta como um plano de desenvolvimento de um campo marítimo de petróleo é preparado, e quais são os diversos parâmetros utilizados para a definição das alternativas tecnológicas que podem ser aplicadas para o desenvolvimento da reserva de hidrocarbonetos.

Foram apresentadas também neste capítulo as diferenças entre as diversas alternativas tecnológicas de desenvolvimento de campos marítimos de petróleo e o impacto no plano de desenvolvimento. No próximo capítulo estes impactos serão traduzidos em diferenças no valor das opções reais para cada alternativa tecnológica.

Capítulo 4

4. Método e Aplicação

4.1. Introdução

A utilização de Opções Reais como ferramenta na análise de decisão é importante no caso de existir flexibilidade de gerenciamento e incertezas em relação ao resultado econômico do projeto, pois caso não haja flexibilidade e/ou incerteza a análise econômica utilizando fluxo de caixa descontado é suficiente.

Caso não haja incertezas quanto ao valor futuro do projeto, podemos saber hoje com certeza qual o resultado futuro do projeto e portanto podemos concluir que a decisão tomada hoje pela empresa será correta também no futuro. Neste cenário hipotético de um futuro certo e predeterminado a flexibilidade de adequar o projeto a mudanças não possui nenhum valor para a empresa, pois não existe nenhuma intenção de mudar a rota tomada hoje

No entanto a possibilidade de utilizar de técnicas como árvore de decisão e simulação de Monte Carlo permite estender a metodologia de FCD com o intuito de analisar as incertezas quanto ao valor futuro do projeto, mas nenhuma destas técnicas permite a análise correta do valor da flexibilidade gerencial e das opções reais contidas num projeto de investimento de capital.

O poder das Opções Reais vem de sua habilidade de valorar corretamente os projetos nos quais 1) existe incerteza relacionada ao mercado, e 2) gerenciamento possui alternativas que permitem

uma resposta flexível ao longo da execução do projeto. A flexibilidade aliada a um gerenciamento ativo, em vez de reativo, permite que a companhia capture e abra oportunidades de investimento de capital ao longo do projeto, e para que alternativas que uma vez foram consideradas não atrativas de acordo com a análise de decisão por fluxo de caixa descontado passem a ser consideradas como possibilidades de investimento para a companhia.

4.2. Análise Econômica

Como foi discutido anteriormente a metodologia de FCD considera o valor presente líquido do projeto como sendo o parâmetro que define se um projeto é ou não atrativo para a empresa. Caso o VPL do projeto seja positivo a empresa deveria investir neste projeto pois ele incrementa o valor da companhia. Caso a companhia deva decidir entre duas alternativas de desenvolvimento de um projeto, a alternativa com o maior VPL deverá ser adotada em detrimento da outra de menor valor.

Para se determinar o valor presente líquido do projeto é apresentado um cronograma de desembolsos do projeto que determina o valor presente do investimento a ser feito, assim como uma previsão dos custos operacionais do campo ao longo de sua vida útil (utiliza-se normalmente dos custos operacionais históricos na empresa para campos com características similares).

Através de programas de simulação de reservatórios é apresentado um perfil de produção do campo que determina o montante de hidrocarbonetos que será produzido pelo campo ao longo de sua vida útil. Para determinar o valor presente das receitas que serão auferidas pelo projeto no futuro é necessário, além do perfil de produção, determinar um valor para a commodity que será produzida no futuro.

Neste ponto, o projeto passa a ser representado pelo resultado líquido das receitas deduzidos os custos de investimento e operação e apresentado em curvas de distribuições estatísticas de seus valores. Este resultado é conhecido como valor presente líquido do projeto.

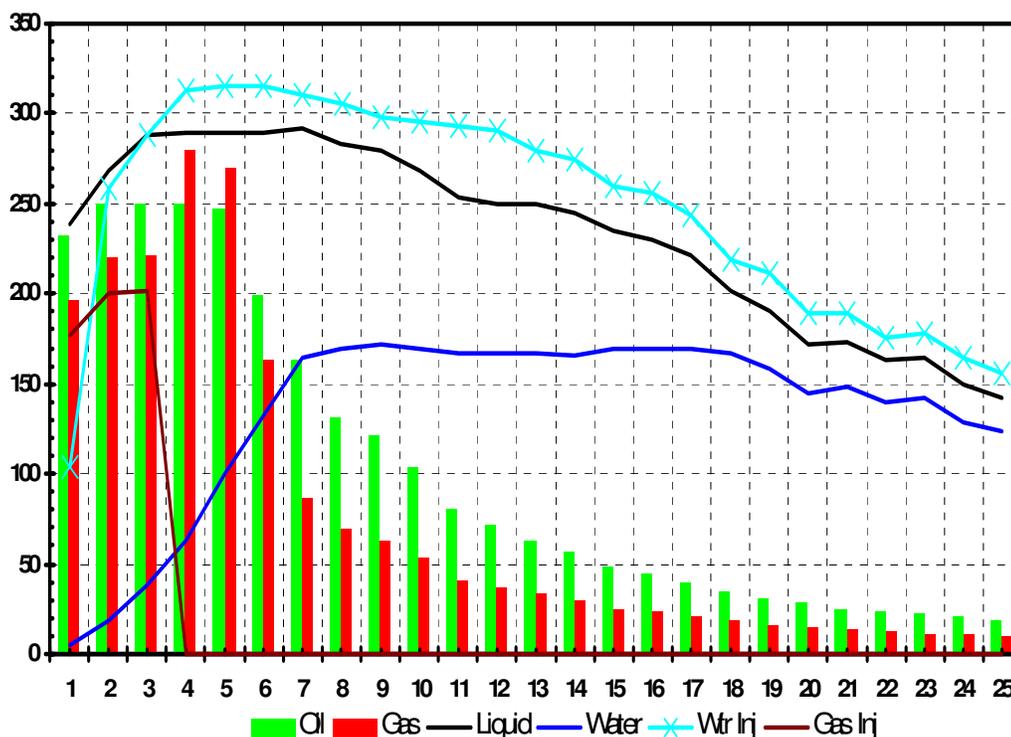


Figura 14 - Perfil de Produção de um Campo de Petróleo (fonte: ABB, 2001)

Como podemos identificar diversas fontes de incerteza – custos, preços e volume, as empresas se utilizam de simulações de Monte Carlo para determinar a variabilidade do resultado, e desta maneira apresentar um espectro de possíveis resultados do projeto.

Normalmente são levados em conta na análise os resultados menos prováveis, tanto otimistas como pessimistas, de cada alternativa, sendo que o resultado mais provável é o mais utilizado para a determinação do valor do projeto.

Quando se tem mais de uma alternativa para desenvolver o projeto, cada alternativa de desenvolvimento passa a ser comparada com outra alternativa e o processo decisório passa a ser o valor presente líquido do projeto, e desta maneira a alternativa que possui o maior VPL será considerada como a melhor oportunidade de investimento para a companhia.

4.3. Incertezas

4.3.1. Incertezas da quantidade de petróleo

As incertezas quanto à quantidade são reduzidas ao longo do tempo, com a perfuração de mais poços e a aquisição de dados de reservatório dos poços testados e produzidos e com a elaboração de modelos matemáticos e simulações mais refinadas. Neste ponto, a aquisição de informação ao longo do tempo permite a redução desta incerteza.

Cada alternativa tecnológica terá um impacto importante na aquisição de informação e redução da incerteza do projeto, sendo que o mais importante é a possibilidade de ter acesso aos dados, para que o investimento de capital seja otimizado e as decisões sejam efetuadas de maneira a maximizar o valor do projeto.

4.3.2. Incertezas da localização do campo de petróleo

Tendo em vista, as incertezas no processo de modelagem do reservatório, assim como as incertezas e riscos geológicos em algumas áreas geográficas (“mud slides”, “shallow water flow”, etc) a localização correta dos centros de perfuração e da unidade de produção pode ser difícil, e esta incerteza pode afetar o cronograma de instalação da infra-estrutura da área e por consequência o resultado do projeto.

Alternativas que permitam mudança de localização com um mínimo de impacto no resultado econômico do projeto possuem uma vantagem sobre tecnologias que restringem as opções de gerenciamento do projeto.

4.3.3. Incertezas do preço

A mais importante e discutida incerteza e, considerando o histórico recente, a que possui a maior volatilidade e o maior impacto no resultado do econômico do projeto é a incerteza com relação ao preço. A queda do preço do produto pode representar um resultado desastroso para uma empresa, assim como a elevação do preço pode produzir resultados muito melhores do que os previstos.

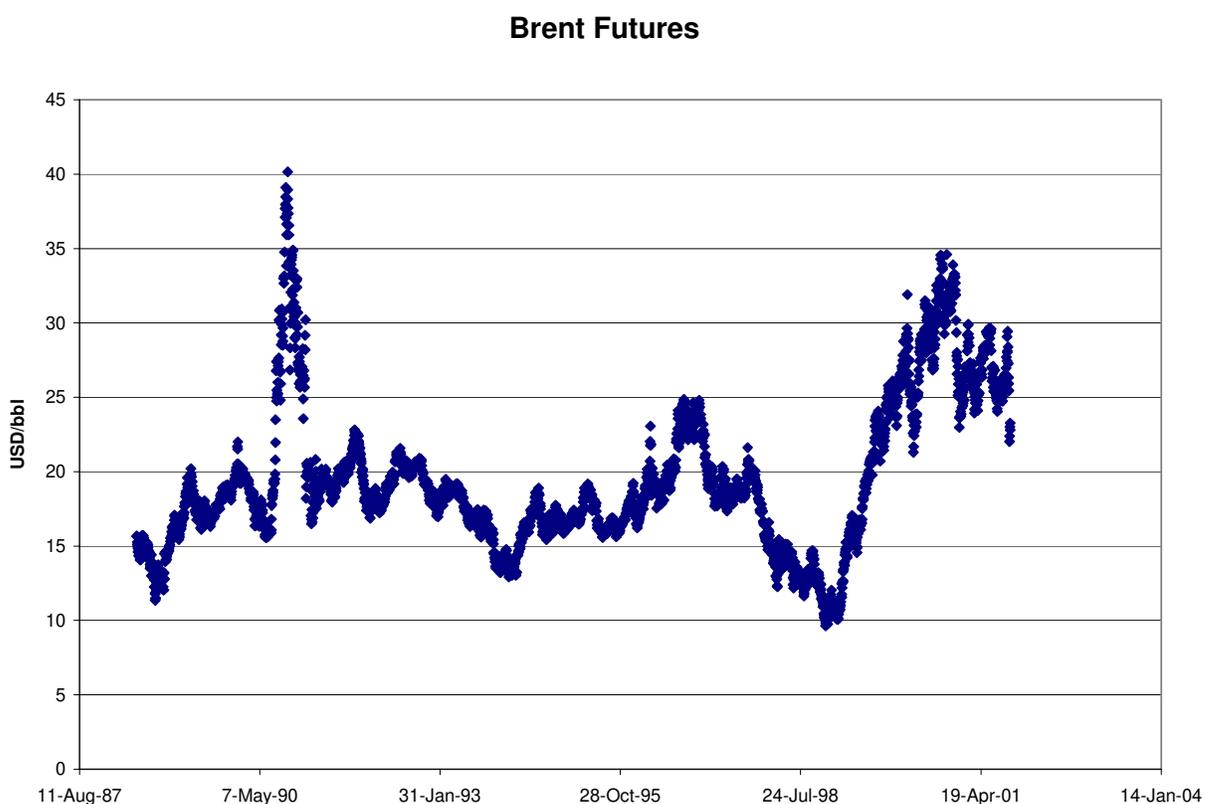


Figura 15 – Histórico do preço futuro do barril tipo Brent (fonte: IPE, 2001)

4.3.4. Incertezas do custo

Os custos de investimento podem variar ao longo da fase de implementação devido à volatilidade dos preços num mercado aquecido ou em virtude da aplicação de uma nova tecnologia que não

possua histórico. Assim como os custos operacionais futuros do projeto são incertos e podem se tornar diferentes dos previstos em razão de problemas não antecipados no projeto ou mesmo modificações na estrutura do mercado, no sistema de impostos ou na macroeconomia do país.

4.3.5. Chegada de novas Informações

Durante a fase de desenvolvimento de um campo marítimo de petróleo, as incertezas sobre a quantidade de óleo e sua localização são bastante grandes, e somente são reduzidas após a perfuração, e mais importante, produção de um certo número de poços.

No entanto a volatilidade quanto ao preço do barril de petróleo continuam existindo em qualquer momento do projeto, e como consequência o resultado do projeto continua a ser incerto. A incerteza quanto ao valor da commodity é a que traz maiores impactos no resultado econômico do projeto, e é a que necessita de maior atenção na modelagem e no processo de análise de decisão.

Vale lembrar que cada alternativa tecnológica tem um impacto na maneira que novas informações se tornam conhecidas e em como a redução das duas primeiras incertezas irá ocorrer ao longo da execução do projeto.

4.4. Flexibilidade

De uma forma mais simples, podemos dizer que o processo decisório sobre a tecnologia a ser adotada está ligado diretamente aos parâmetros econômicos que cada alternativa possui. No entanto, cada alternativa possui uma certa flexibilidade (umas mais que outras) que não é levada em consideração durante a análise econômica utilizando somente técnicas de FCD.

Podemos exemplificar o fato de que, no caso de uma TLP ser utilizada para a construção dos poços (perfuração e completção), o período necessário entre a decisão de investir no projeto e a produção inicial do campo será a soma do tempo de construção da TLP, sua instalação no local, a perfuração e completção do primeiro poço. Somente neste instante a produção do campo poderá ser iniciada.

O mesmo raciocínio aplicado no projeto utilizando um FPSO permitirá o início da produção a partir do momento em que as linhas que ligam o poço já perfurado e completado ao FPSO sejam instaladas.

Podemos perceber que somente após a construção da TLP poderemos reduzir algumas incertezas, o que não acontece na alternativa com FPSO, pois a perfuração e aquisição de dados de poços é concomitante com a construção, permitindo maior flexibilidade para o gerenciamento do projeto adequar-se as informações que chegam após o início do investimento.

Caso a companhia de petróleo tenha obtido uma licença do governo para produzir aquele campo até uma certa data, o tempo durante o qual a companhia possui a opção de investir ou não corresponderá ao prazo dado pelo governo menos o tempo necessário para que a alternativa de desenvolvimento do campo permita o início da produção na data requerida pela licença. Quanto maior este período em que a companhia pode exercer a sua opção, maior o valor desta opção.

Portanto, diferentes alternativas tecnológicas possuem diferentes valores das opções embutidas no projeto, e isso não é levado em consideração quando se utilizam métodos baseados em FCD e, como regra de decisão, o VPL do projeto.

4.5. Metodologia Proposta

Como citado anteriormente, existem diferentes possibilidades de modelar o problema e obter a solução através de opções reais. A mais comum e também mais defendida pelos praticantes

(Copeland, 2001) e apresentada neste trabalho é baseada no movimento Browniano, ou processo de Weiner, ou conhecido também como o caminho aleatório (“random walk”) do valor do projeto.

A metodologia apresentada permite apresentar os valores de cada alternativa levando em consideração o impacto que cada tecnologia tem na flexibilidade de gerenciamento do projeto e no retorno do mesmo para a companhia. Este valor denominado de VPL expandido, inclui não somente o VPL estático do projeto (sem flexibilidade) como também o valor da opção real calculado através da Teoria de Opções Reais.

Para cada diferente alternativa tecnológica, um fluxo de caixa descontado foi criado com o objetivo de determinar os valores presentes dos custos de investimento e das receitas auferidas pelo projeto. A apresentação dos diversos fluxos de caixa das diferentes alternativas tem como objetivo descrever as diferenças temporais de cada opção a ser exercida e seus impactos no valor destas opções.

Como já foi dito, as diferentes alternativas de desenvolvimento de um campo causam diferentes impactos no processo de determinação e redução das incertezas, diferentes implicações no programa de desenvolvimento, e diferentes conjuntos de opções que permitem direitos diferentes com tempos de maturidade diferentes.

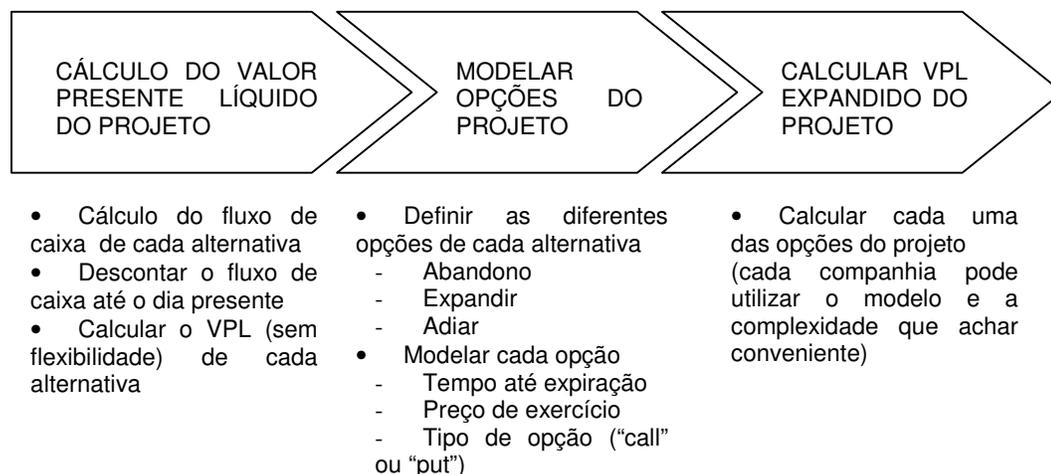


Figura 16 – Fluxograma do Método Aplicado neste Trabalho

O cálculo do valor presente líquido do projeto é feito através da metodologia usual de fluxo de caixa descontado. Uma vez calculados os valores presentes do custo de investimento e da receita do projeto podemos então usar estes valores para o cálculo do VPL expandido do projeto. Para tanto, devemos calcular o valor da opção real do projeto.

Para podermos calcular o valor da opção real do projeto devemos definir as analogias com os modelos desenvolvidos para opções financeiras. Desta maneira uma opção de adiar o projeto permite que a companhia somente se comprometa com o investimento se dentro do período de vida da opção o valor do projeto se tornar maior do que o de investimento. Caso contrário nenhum investimento será feito. Assim, o valor da opção de adiar seria o $\max(V-I,0)$, e uma opção de adiar seria análoga a uma opção de venda tipo Americana sobre o valor presente da receita do projeto, V , com um preço de exercício igual ao custo de investimento, I (Trigeorgis, 1996).

Com base na analogia acima descrita podemos determinar o valor da opção real de adiar um projeto. Este valor é chamado de VPL expandido do projeto, uma vez que está incluído neste total o valor da opção de adiar o projeto. Para podermos isolar o valor da opção deve-se subtrair o VPL estático (calculado sem nenhuma flexibilidade) do VPL expandido.

Para cada alternativa o tempo de expiração da opção poderá ser diferente, assim como os custos de investimento e o valor atual do projeto. No entanto, a volatilidade do valor do projeto e a taxa de risco livre de juros será a mesma.

Para cada uma das diferentes alternativas existe uma analogia entre uma opção financeira e a respectiva opção real. É o caso de uma opção de abandonar o projeto que pode ser entendida como uma opção de venda do tipo Americana (Trigeorgis, 1996), ou uma opção de expandir o projeto que pode ser modelada como uma opção de compra do tipo Americana (Copeland, 2001).

O mesmo processo deverá ser realizado para as outras diferentes opções, como a de investimento em fases ou de crescimento. Para cada diferente opção existe uma correta analogia com uma

opção financeira permitindo o cálculo do VPL expandido usando modelos desenvolvidos para o mercado financeiro. Os parâmetros a serem utilizados devem também refletir os valores apropriados calculados pelo FCD do projeto.

Para o cálculo do VPL expandido, uma vez modelada a opção, utiliza-se de “softwares” de cálculo do valor da opção. Entre os diferentes “softwares” disponíveis menciona-se: o DerivaGem (Hull, 2001), !Options (Steele, 2001), Options Strategy Analysis Tool (Hoadley, 2001), Rubinstein’s Options Calculator (Rubinstein, 2001). Os parâmetros necessários para os cálculos, através da utilização dos referidos “softwares” estão descritos na Tabela 2. Uma vez adotada a analogia correta com as opções financeiras, o programa de cálculo apresenta o resultado numérico do valor da opção. Este valor numérico é o VPL expandido do projeto ou o valor da opção real do projeto.

Uma vez calculado o VPL expandido, cada alternativa poderá ser comparada corretamente, pois o VPL expandido inclui o valor das opções pertinentes ao projeto. E para cada diferente opção teremos os VPL expandidos de cada alternativa.

4.6. Conclusão

Neste capítulo foi introduzido como é feito o processo de análise econômica de um projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo, definindo os dados de entrada para a análise, as incertezas sobre os valores a serem utilizados, como também onde e como a flexibilidade gerencial pode expandir o valor do projeto.

A metodologia de opções reais, tema desta dissertação, é apresentada neste capítulo, e é descrita como uma extensão da metodologia atualmente empregada na análise econômica. Foi também descrito o processo no qual o fluxo de caixa descontado é utilizado para determinar os valores de entrada para o modelo matemático que permite a determinação do valor da opção real do projeto.

Capítulo 5

5. Estudos de Casos

5.1. *Caso 1*

Consideremos como ponto de partida o momento no qual uma companhia de petróleo se depara com a opção de desenvolver ou não um campo de petróleo.

O fator preponderante para a decisão da empresa é a economicidade do projeto, isto é, quanto ele poderá resultar em aumento do valor da empresa.

Para desenvolver um campo marítimo de petróleo uma empresa necessita:

- Poços perfurados e completados para extrair o petróleo
- Unidade Estacionária de Produção para processar o fluido cru e prepará-lo para o escoamento
- Escoamento da produção até a costa para refino e distribuição

Para cada uma destas áreas existe um número de alternativas tecnológicas, cada qual com seu montante de investimento de capital e seu custo operacional, que devem ser considerados ao longo da vida produtiva do campo de petróleo.

Para facilitar a compreensão e exemplificar o processo descrito acima, apresentamos uma árvore de decisão (bastante simplificada) para um projeto. Deve-se notar que existem tecnologias competitivas em vários ramos do processo (UEPs, tipos de poços, etc), e que cada uma destas diferentes alternativas possui um impacto nos outros aspectos do processo.

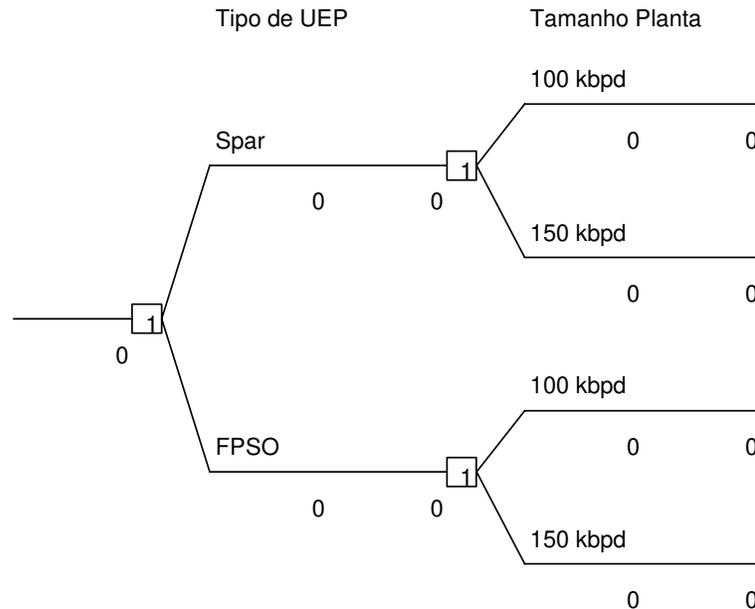


Figura 17 - Árvore de Decisão

Neste exemplo temos um campo marítimo que pode ser desenvolvido com duas tecnologias competitivas – a Spar e um FPSO. Devemos enfatizar que uma pré seleção poderia ter eliminado outras alternativas (como uma Semi-submersível e/ou uma TLP).

As plantas de processo instaladas nestas UEPs podem ter a capacidade de produção de 100 ou 150 mil bpd com óbvios impactos no período total de produção do campo.

5.1.1. Fluxo de Caixa

Para podermos comparar cada uma destas alternativas devemos computar, através de um fluxo de caixa, os custos de investimento de capital e o impacto operacional ao longo da vida produtiva do campo, e, ao mesmo tempo, o faturamento relativo à produção de óleo daquela alternativa.

Cada alternativa terá diferenças em ambos os lados do fluxo de caixa, tanto na saída de recursos (investimento e operação) como na entrada (perfil de produção).

Apresentamos abaixo o fluxo de caixa das alternativas exemplificadas na árvore de decisão.

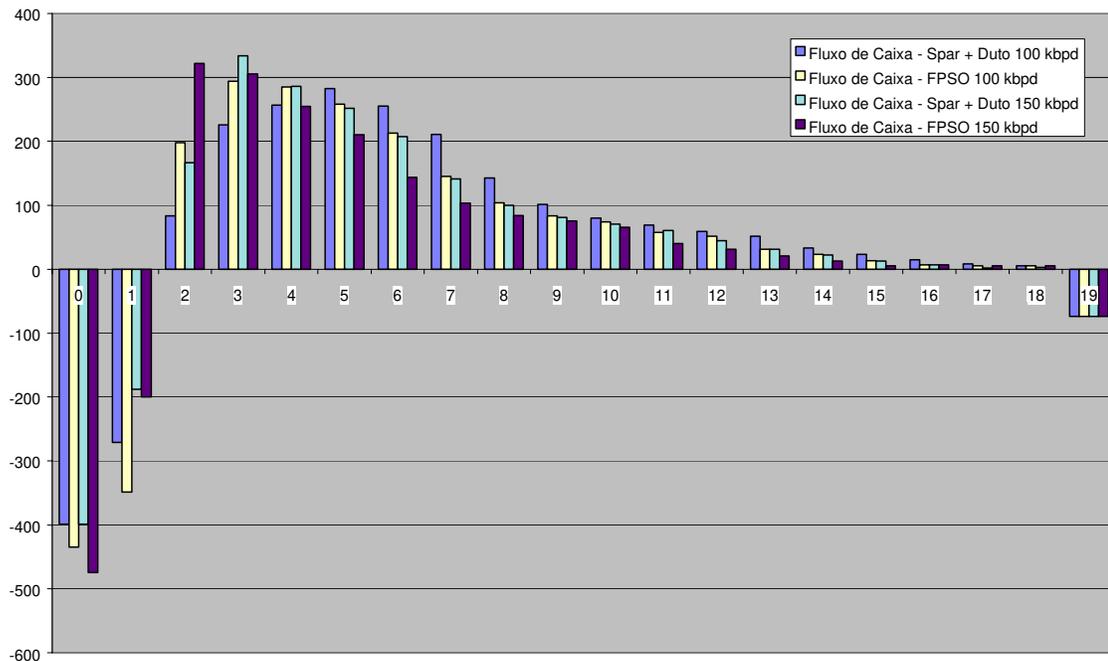


Figura 18 - Fluxo de Caixa Comparativo

Para podermos classificar cada uma das diferentes alternativas acima, devemos considerar uma série de índices que possam, de uma maneira metódica, explicitar os lados positivos e negativos de cada uma destas opções, e portanto ser usados como ferramenta para a tomada de decisão do grupo gerencial.

Como já foi mencionado, uma empresa procura aumentar seu valor, e para tanto utiliza parâmetros econômicos para a análise de investimentos, como o VPL visto neste exemplo. Além do VPL existem outros parâmetros que podem ser utilizados para a análise como:

- TIR (Taxa Interna de Retorno)
- Período de “pay-back”
- Razão investimento sobre retorno – CAPEX (Capital Expenditure)/ VPL

Vale lembrar que o VPL é o parâmetro mais utilizado pela indústria na análise de decisão de investimentos de capital em projetos.

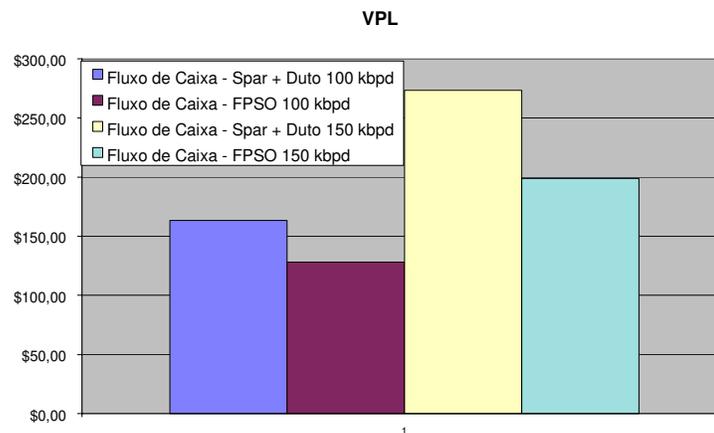


Figura 19 - Valor Presente Líquido

5.1.2. Incertezas

No fluxo de caixa acima apresentado não foram contabilizadas as incertezas em relação a cada uma das alternativas– volatilidade do preço do barril de óleo, preço e tempo de construção das UEPs, preço e tempo de construção dos poços, etc.

Podemos de maneira simplificada adicionar as incertezas para os principais itens tecnológicos de cada alternativa que compõe o fluxo de caixa, e então utilizar o processo de simulação de Monte Carlo para obtermos os resultados acima previstos com suas respectivas curvas de probabilidade.

Abaixo mostramos um gráfico do VPL com os resultados do exemplo acima contabilizando-se as incertezas sobre o preço do barril de óleo usando-se Monte Carlo.

Com o gráfico abaixo podemos ilustrar que o impacto devido à incerteza quanto ao preço do barril de óleo futuro (ao longo do período de produção do campo) é muito grande podendo aumentar ou reduzir drasticamente o resultado econômico do projeto.

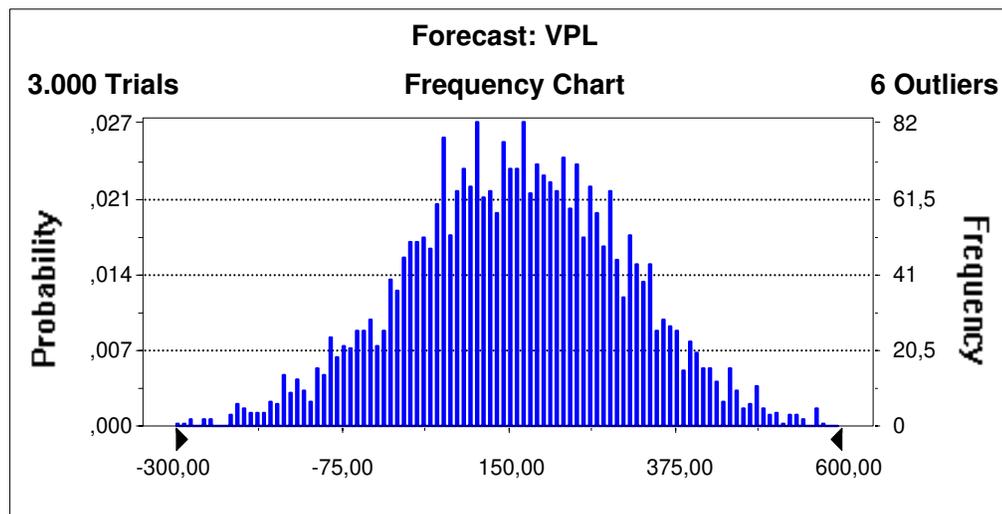


Figura 20 - Gráfico VPL com Incertezas

Além destas incertezas globais, existem outras incertezas intrínsecas ao projeto/campo tais como o tamanho de suas reservas e a possibilidade de encontrar outros campos nas imediações (o que possibilitaria uma expansão do projeto).

5.1.3. Análise de Sensibilidade

Em virtude das incertezas já discutidas acima normalmente uma análise de sensibilidade é realizada, pois desta maneira pode-se ilustrar como uma variável específica (por exemplo custo operacional) contribui para o resultado final do projeto. Sabendo quais as variáveis de maior

impacto no resultado do projeto, pode-se então propor modificações que irão minimizar os resultados negativos que poderiam resultar das incertezas atribuídas àquela variável.

Adicionamos neste estudo de caso uma análise de sensibilidade que aborda, além do preço do barril de óleo, os custos de investimento da UEP.

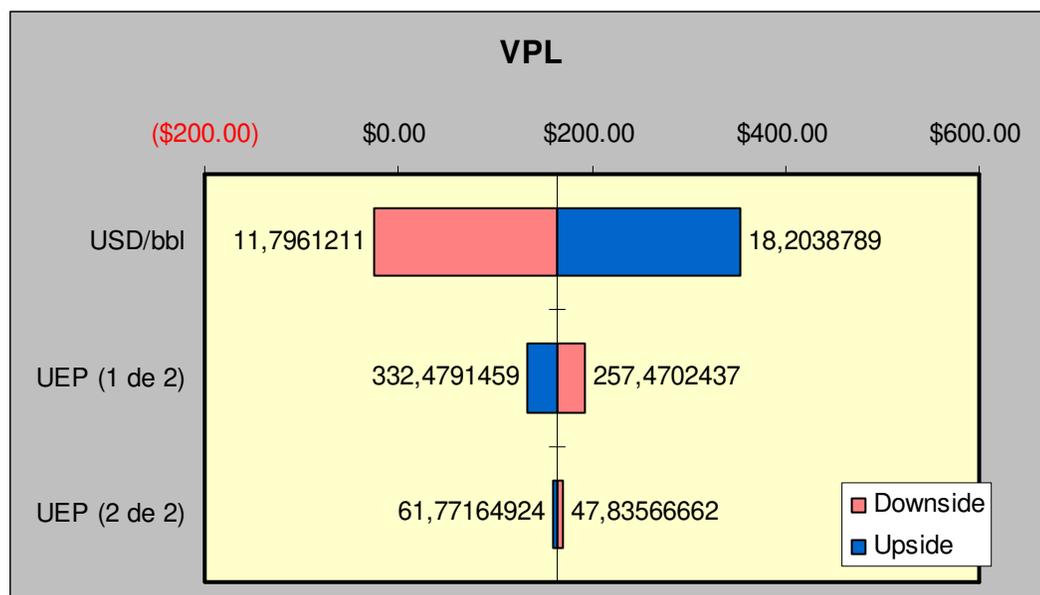


Figura 21 - Gráfico Tronado

Considerando o gráfico acima o impacto da variação do preço do barril de óleo é muito maior do que a variação do custo de investimento na UEP. Outro ponto importante é a inversão das barras coloridas, o que significa que a redução do preço do barril de óleo tem um impacto negativo no projeto, já a redução do custo de investimento tem um impacto positivo no VPL estático do projeto.

A partir da análise do gráfico abaixo fica claro que o impacto do custo da UEP é muito menor que o impacto causado por uma variação do preço do barril de óleo. E que para a mesma mudança percentual de cada uma das variáveis analisadas o impacto causado pela variação do preço do barril de óleo no valor do projeto é muito maior.

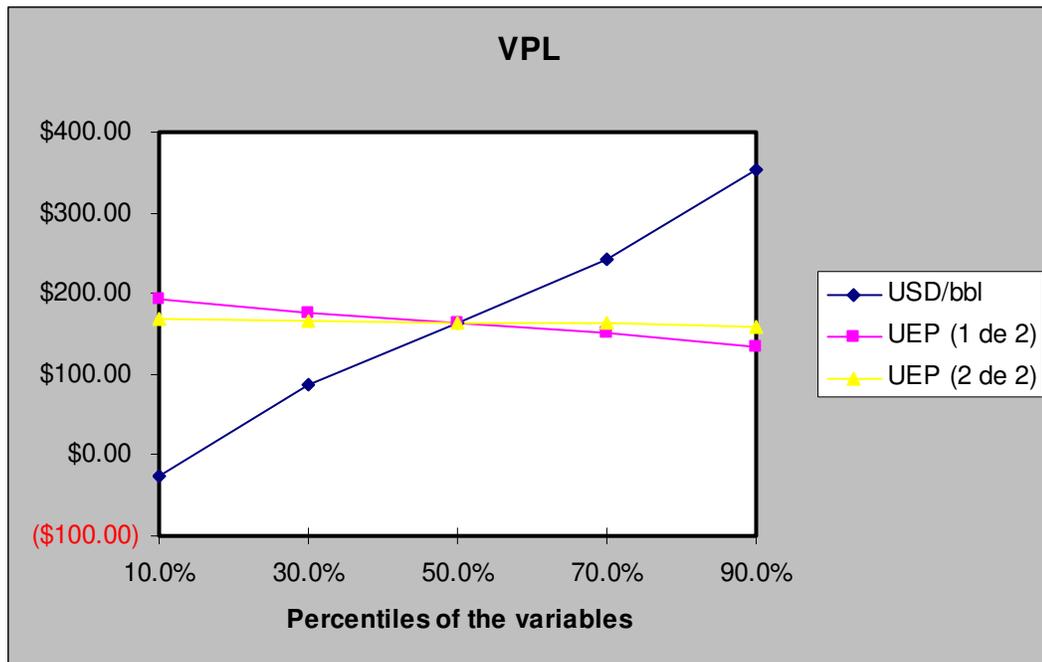


Figura 22 - Análise de Sensibilidade

5.1.4. Árvore de Decisão

Como foi apresentado anteriormente, a árvore de decisão é utilizada para podermos visualizar melhor os caminhos alternativos para o desenvolvimento do campo em questão e servir de base para a tomada de decisão em relação a uma melhor alternativa.

A árvore de decisão apresentada anteriormente possuía somente nós de decisão (determinados pelo usuário da árvore), apresentamos abaixo uma árvore que possui nós de evento (sobre os quais o usuário não tem nenhum controle) também. Em cada nó de evento existe três diferentes resultados possíveis (otimista, provável e pessimista), sendo que para cada um destes resultados esta associada uma probabilidade (20%, 50% e 30%) de acontecer.

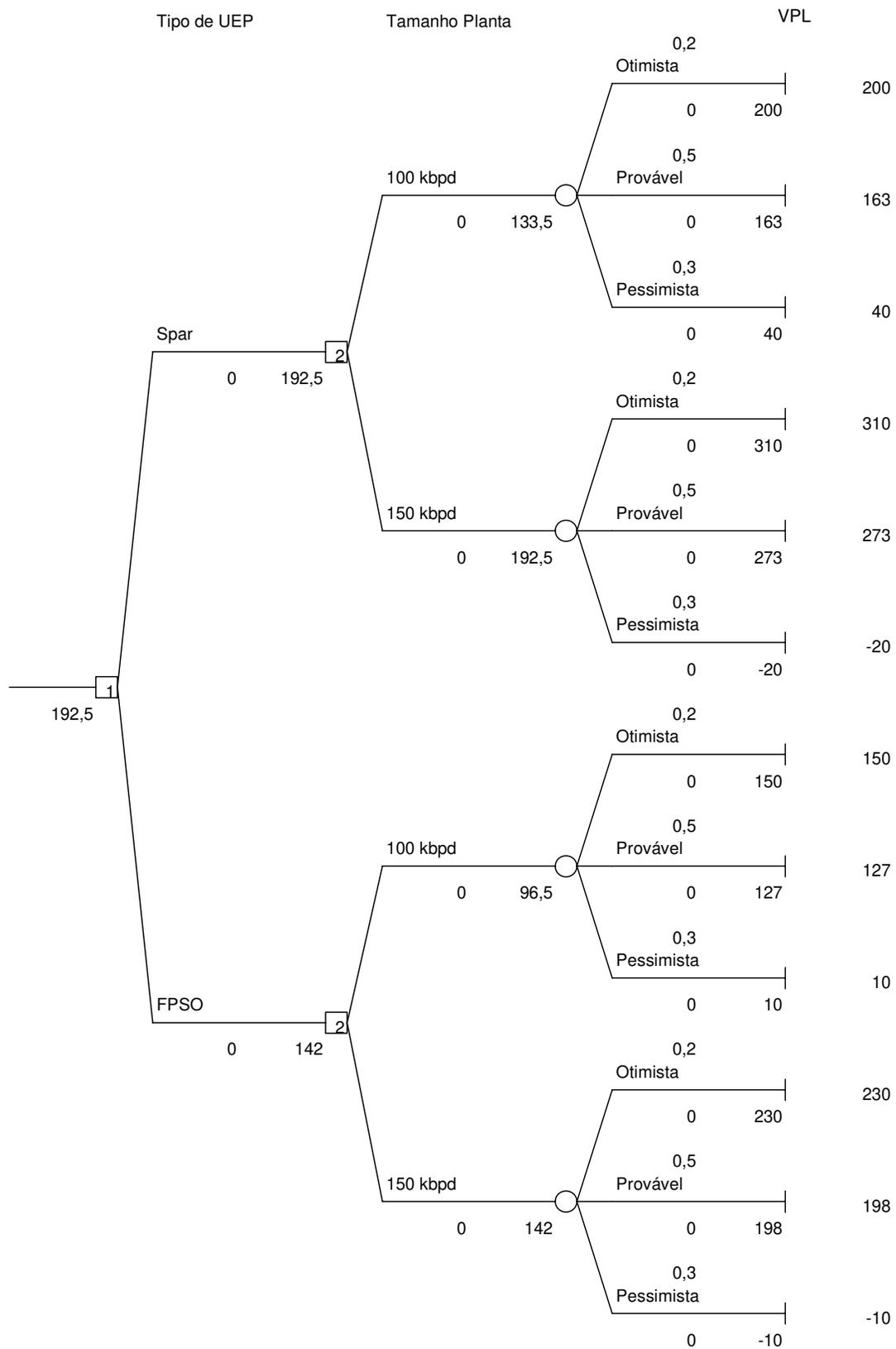


Figura 23 - Árvore de Decisão Expandida

A árvore de decisão é utilizada então para o cálculo do VME (valor monetário esperado), onde se utilizam as probabilidades de cada um dos ramos do evento descrito e seus respectivos VPLs para se calcular o VME daquele nó, e utilizando-se da técnica de “roll-back” utiliza-se o melhor VME para o nó de decisão, e assim determinando a melhor opção de desenvolvimento (que possui maior VME).

5.1.5. Opções

Para podermos considerar o valor da flexibilidade gerencial na análise econômica de um projeto, é necessário que o projeto permita que decisões gerenciais influenciem cada uma das etapas de investimento.

Desta maneira, as alternativas de desenvolvimento de um projeto deverão possuir não somente diferenças técnicas mas também possibilitar diferentes maneiras de, por exemplo, ampliar a capacidade instalada, reduzir o montante investido, interromper o investimento temporariamente, etc.

Esta flexibilidade permite à companhia tomar atitudes ao longo do período de investimento de maneira a produzir o melhor resultado do projeto. Podemos então considerar que um projeto que possua flexibilidade quanto à sua execução, terá intuitivamente maior valor que outro que possua nenhuma flexibilidade.

Um projeto que permita a uma companhia reduzir ou eliminar seu prejuízo caso encontre reservas menores que as esperadas possui maior valor do que aquele que não o permita. Da mesma forma, um projeto que permita um aumento da capacidade de produção terá maior valor que aquele que não o permita.

No entanto a técnica de FCD é uma técnica estática, ela não incorpora em seus cálculos as opções reais que podemos exercer ao longo do processo de investimento de capital e portanto reduz o valor de um projeto somente àquele perfil estático.

Através da teoria de opções reais, podemos calcular estes acréscimos de valor quanto à flexibilidade do projeto, podemos desta maneira comparar a flexibilidade de dois projetos distintos e fazer uma decisão ajustada a este parâmetro sem nenhum prejuízo ao processo decisório.

Para ilustrar este acréscimo de valor utilizamos o cenário 1 (Spar + Duto) e acrescentamos a possibilidade de postergarmos o investimento de 1 a 2 anos, mantendo o resultado final do projeto. Calculamos a volatilidade dos preços a partir de uma tabela com os preços do barril de óleo das últimas 30 semanas e dos últimos 30 meses, e utilizando o modelo de Black-Scholes para o cálculo do valor da opção com a seguinte tabela de analogia:

Tabela 5 – Analogia para Cálculo da Opção Real

<i>Opção de Compra de Ação</i>	<i>Opção Real de um Projeto</i>	<i>Valor</i>
Valor atual da ação	Valor Presente esperado do fluxo de caixa	841 MUSD
Preço de exercício	Custo de Investimento	678 MUSD
Tempo até expiração	Tempo até desaparecer a oportunidade	1 - 2 anos
Incerteza do valor da ação	Incerteza do valor do projeto	29.5 - 32.6%
Taxa de juros sem risco	Taxa de juros sem risco	5%

E então obtemos os seguintes resultados:

Tabela 6 - Resultado do Exemplo com Opções Reais

Valor com Opção Real volatilidade– 32.6% 30 meses	Valor com Opção Real volatilidade– 29.5% 30 semanas	Valor sem Opção Real	Período até expiração
224 MUSD	217 MUSD	163 MUSD	1 ano
275 MUSD	265 MUSD	163 MUSD	2 anos

O exemplo acima deve ser considerado como uma simplificação com a função de ilustrar o acréscimo de valor que advém da flexibilidade gerencial de podermos adiar o investimento (até que melhores informações sejam disponíveis).

5.2. Conclusão

Fica claro que para levar em consideração as incertezas quanto ao valor futuro do projeto na metodologia de fluxo de caixa descontado diversas técnicas são necessárias, como simulação de Monte Carlo, análise de sensibilidade e árvore de decisão. Ficando cada vez mais complexo o processo e nem sempre mais próximo da realidade. A simulação de Monte Carlo permitiu visualizar o espectro de possíveis valores do projeto se levarmos em consideração a volatilidade do preço do barril de óleo. A árvore de decisão permitiu ilustrar que o valor do projeto também é afetado pelas incertezas quanto ao tamanho da reserva de hidrocarbonetos.

No entanto nenhuma das técnicas permite ilustrar o acréscimo de valor ao projeto pela simples possibilidade da companhia de poder adiar o investimento. Neste estudo de caso podemos considerar que a possibilidade de esperar por melhores condições de mercado possui um valor considerável, entre 50 e 70% do valor do projeto.

O intuito neste estudo de caso é de demonstrar que a análise de fluxo de caixa descontado mesmo utilizando técnicas complexas e avançadas para lidar com incertezas ainda assim subestima o valor de um projeto que possui flexibilidade de execução. É apresentada então a metodologia utilizando-se da teoria de Opções Reais, esta sim capaz de determinar o valor da flexibilidade de execução do projeto.

5.3. Caso 2

Sugerimos que o leitor imagine que existam dois conceitos diferentes para desenvolver um campo marítimo de petróleo, com as seguintes considerações:

Tabela 7 – Alternativas de Desenvolvimento do Campo

<i>TLP + FSO</i>	<i>FPSO</i>
Todas as atividades de perfuração e completção são efetuadas da TLP. Um FSO será ancorado usando simples amarração tipo “spread”, não sendo necessário “turret”. Planta de processo localizada na TLP com capacidade para 100 kbpd, 10 poços de produção e 5 de injeção de água.	Todas as atividades de perfuração e completção são efetuadas por uma MODU ancorada. FPSO será ancorado usando simples amarração tipo “spread”, não sendo necessário “turret”. Planta de processo localizada no FPSO com capacidade para 100 kbpd, 10 poços de produção e 5 de injeção de água.
Custos de Perfuração e Completção – 300 MUSD	Custos de Perfuração e Completção – 450 MUSD
TLP– 500 MUSD	FPSO– 550 MUSD
FSO – 200 MUSD	Sistema submarino de produção – 200 MUSD
VPL – 133 MUSD	VPL – 72 MUSD

As duas alternativas possuem fluxos de caixa diferentes: a alternativa usando TLP atrasa os investimentos como também a receita. No caso de análise de decisão estática a alternativa utilizando TLP seria implementada, pois possui o maior VPL.

Os seguintes gráficos representam o fluxo de caixa de cada alternativa, demonstrando claramente que a alternativa com FPSO utiliza capital mais intensivamente do que a com TLP. As colunas em azul identificam os custos de investimento, e as colunas em vermelho as receitas do projeto ao longo dos anos.

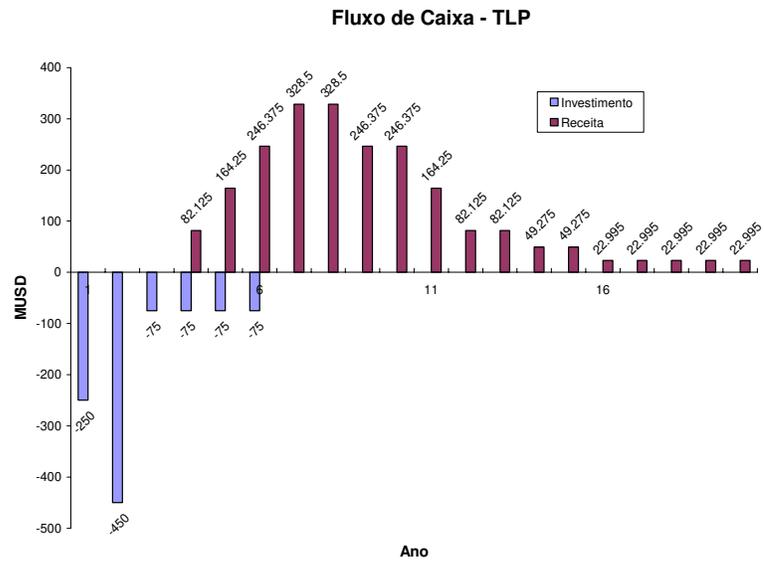


Figura 24 – Fluxo de Caixa – TLP

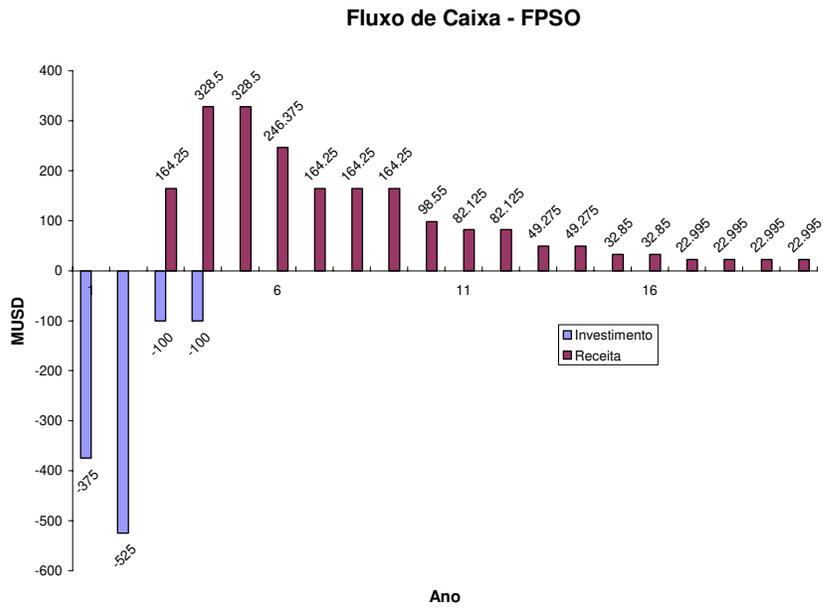


Figura 25 – Fluxo de Caixa - FPSO

5.3.1. Opção de Adiar

A opção de adiar representa a oportunidade da companhia de não investir em um projeto por um período de tempo determinado. O período para exercer este direito é uma função da licença obtida para a exploração e produção de uma jazida de hidrocarbonetos e do plano de desenvolvimento do campo. Se assumirmos que o período até o início da produção é determinado pela duração da licença, e que seja de 4 anos, a alternativa utilizando TLP tem uma opção de adiar limitada a um ano. Já a alternativa utilizando FPSO possui maior flexibilidade, pois garante ao operador uma janela de 2 anos para tomar a decisão de iniciar ou não o projeto.

O valor da Opção Real relacionado ao direito de adiar é modelado como uma opção financeira tipo “call”, sendo o preço de exercício equivalente ao dos custos de investimento do projeto (VPL do CAPEX). Neste caso o bem subentendido na opção é o fluxo de caixa obtido das receitas do projeto (VPL da receita), e o tempo até expirar o direito é de 2 anos para o FPSO e de 1 ano para a TLP.

Tabela 8 – Valor da Opção de Adiar

Valor	TLP	FPSO
Custo de Desenvolvimento	827 MUSD	1073 MUSD
Receitas do Projeto	961 MUSD	1147 MUSD
Período até expiração	1 ano	2 anos
VPL Expandido	273 MUSD	388 MUSD
VPL Estático	133 MUSD	72 MUSD

O VPL expandido dos projetos é maior que o VPL estático obtido pelas técnicas de FCD, e o VPL expandido do FPSO é maior que o da alternativa com TLP. A razão para isso é que a opção permite à companhia gerenciar o projeto e beneficiar-se no caso de um aumento da receita devido ao aumento do preço do barril de óleo ou, no caso de uma queda do preço, desistir do projeto, evitando perdas gerada pelo investimento.

Considerando a volatilidade da commodity subentendida neste projeto, quanto maior o período até o exercício maior a incerteza que o projeto possui (pois o horizonte fica cada vez mais distante no futuro) e portanto maior o valor da opção. Se o projeto no final do período de exercício ainda não é atraente para a companhia ela tem o direito de desistir, mas existe a possibilidade que o preço tenha subido, aumentando o valor do projeto. Neste contexto a utilização da opção é extremamente vantajosa pois dá o direito mas não a obrigação da companhia de investir no projeto e prosseguir para a execução do plano de desenvolvimento possibilitando assim que a companhia seja beneficiada qualquer que seja o caso.

5.3.2. Opção de Abandono

Esta é a opção que permite desistir de qualquer investimento adicional, e portanto abandonar o projeto. Para este exercício consideramos que esta oportunidade somente existe por um período de um ano.

Tabela 9 – Valor da Opção de Abandono

Valor	TLP	FPSO
Custo de Desenvolvimento	711 MUSD	672 MUSD
Receitas do Projeto	536 MUSD	688 MUSD
Período até expiração	1 ano	1 ano
VPL Expandido	96 MUSD	122 MUSD
VPL Estático	133 MUSD	72 MUSD

Para modelar o valor da opção de abandono deste projeto é utilizada a analogia com uma opção financeira do tipo “put”, onde o preço de exercício é o restante do investimento no projeto (a valor presente), e o bem subentendido é o valor do projeto menos o valor já desembolsado no investimento.

Pode-se observar nos resultados mostrados na tabela acima que o VPL expandido é maior que o VPL estático no caso da alternativa usando FPSO, e menor no caso da alternativa utilizando TLP. A razão para este comportamento do valor expandido do VPL é que no caso da TLP, o VPL estático é bastante grande o que demonstra que é mais atraente para a companhia investir neste projeto do que abandoná-lo nos atuais níveis de preço da commodity. Já o raciocínio para a alternativa de FPSO é que existe a possibilidade de perder dinheiro caso o preço da commodity seja reduzido ainda mais, neste caso a opção de poder abandonar o projeto possui valor para a companhia.

5.3.3. Opção de Expansão

A alternativa de expandir o nível de produção do projeto será considerada como a possibilidade de produzir um campo marginal vizinho ao principal através de um sistema submarino de produção ligado ao projeto principal. Para podermos utilizar a planta de processo da unidade flutuante, a entrada em produção do campo deve feita na fase de declínio de produção do campo principal, o que ocorrerá em tempos diferentes para cada alternativa. Neste exemplo temos uma produção adicional de 25 kbpd sendo produzida em tempos diferentes.

Tabela 10 - Valor da Opção de Expansão

Valor	TLP	FPSO
Custo de Desenvolvimento	150 MUSD	150 MUSD
Receitas do Projeto	220 MUSD	336 MUSD
Período até expiração	8 anos	5 anos
VPL Expandido	153 MUSD	238 MUSD
VPL Estático	133 MUSD	72 MUSD

Para calcular o valor desta opção é utilizada a mesma analogia que na opção de adiar, onde o preço de exercício será o valor de investimento adicional (a perfuração e completação dos poços e sua ligação até a unidade principal). O bem subentendido nesta analogia é o valor presente do

incremento em receitas pela adição de uma produção de 25 kpbd, e o período de expiração é de 8 anos para a TLP e 5 anos para o FPSO. O incremento no VPL dos projetos é devido à habilidade de expandir o nível de produção mais cedo.

5.4. Conclusão

Pode-se concluir, a partir do exemplo número 2 apresentado neste trabalho, que do ponto de vista do processo de tomada de decisão a alternativa utilizando de um FPSO possui um VPL expandido maior nos três cenários de opções calculados. Desta maneira a alternativa utilizando um FPSO deveria ser a escolhida como o plano de desenvolvimento do campo em questão, mesmo sabendo que no processo utilizando o VPL estático a alternativa com FPSO não foi a que possuía o maior valor.

As tabelas anteriores permitem concluir que a alternativa utilizando FPSO garante à companhia acesso a um enorme potencial de receita que a alternativa de TLP não permite. Em outras palavras, a possibilidade do grupo gerencial da companhia extrair de uma alternativa tecnológica o máximo de valor está descrito no VPL expandido. Este mesmo raciocínio se aplica à possibilidade de reduzir a exposição da companhia a uma queda no valor do projeto.

O intuito deste caso é de demonstrar que mesmo permitindo a companhia exercer as mesmas opções diferentes alternativas tecnológicas possuem diferentes valores para estas opções reais, pois cada alternativa tem peculiaridades no exercício da flexibilidade gerencial. Vale lembrar mais uma vez que a metodologia de FCD subestima o valor total do projeto para a companhia, como já havia sido demonstrado no caso anterior.

5.5. Caso 3

Similar ao estudo de caso anterior, neste projeto a licença determina que o campo deve ter seu início de produção dentro de no máximo 5 anos. Consideramos que existem duas alternativas de desenvolvimento, a primeira que implica na utilização de um FPSO para o desenvolvimento e que necessita de dois anos para sua construção, e outra através da ligação do campo via linhas submarinas (“subsea tie-back”) até uma unidade de produção existente e com capacidade ociosa de processamento, sendo que nesta alternativa um ano basta para que o campo esteja produzindo.

Tabela 11 – Resultado do FCD

Resultados do FCD	Valor (MUSD)
VP das receitas	1200
VP do custo de investimento	1000
VPL	200

Neste caso ambas as alternativas de desenvolvimento têm os mesmos resultados de seus fluxo de caixas descontados e estão descritas na tabela acima. Usando de um modelo de Black-Scholes para o cálculo da opção de adiar, temos como resultado o seguinte:

Tabela 12 – VPL expandido do projeto

VPL Expandido	Valor (MUSD)
FPSO (3 years)	536
Subsea tie-back (4 years)	600

Na figura abaixo é apresentada a variação do valor da opção de adiar este projeto em relação ao preço do barril de óleo. Pode se notar que o valor da opção de adiar o projeto é positiva mesmo quando o projeto possui um VPL negativo. Neste gráfico a diferença entre o valor calculado pelo método de opções reais (VPL expandido) e o VPL do projeto é o valor da espera. O VPL expandido do projeto sempre é positivo pois, mesmo quando o projeto tem o VPL negativo, fica

claro que a gerência da empresa não é obrigada a realizar o prejuízo, basta não investir neste projeto.

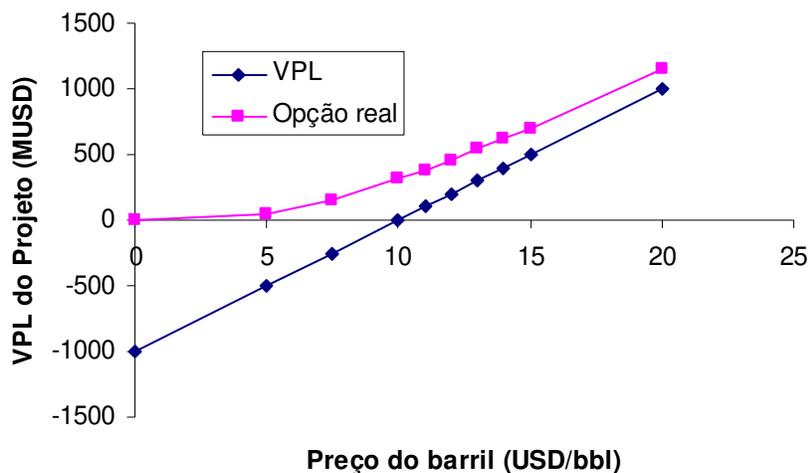


Figura 26 – Valor do Projeto

No gráfico abaixo temos a curva do preço do barril ao longo do tempo de vida da opção. Podemos notar que ao se aproximar do momento de expiração da opção o valor de espera tende a ser reduzido a zero e igualar-se ao VPL do projeto (200 MUSD).

A curva definida neste gráfico determina duas regiões distintas, a de espera e a de investimento imediato. Caso o valor do barril de óleo em determinado momento estiver na região acima da curva, isso implica que a empresa deveria deixar de aguardar novas informações e investir no projeto imediatamente. Este tipo de projeto também é representado pela expressão “deep in the money”. Já se o valor do barril estiver abaixo da curva, a empresa deve aguardar e não se comprometer com qualquer investimento no projeto neste momento. Esta situação determina o projeto como sendo “out of the money”.

A explicação para este comportamento é que caso o projeto esteja na região de investimento imediato, não faz sentido a companhia esperar por notícias favoráveis ao projeto uma vez que ele

já possui um resultado bastante positivo. Além disso, existe uma reduzida chance do projeto cair tanto de valor que passaria a ter um resultado negativo para a companhia.

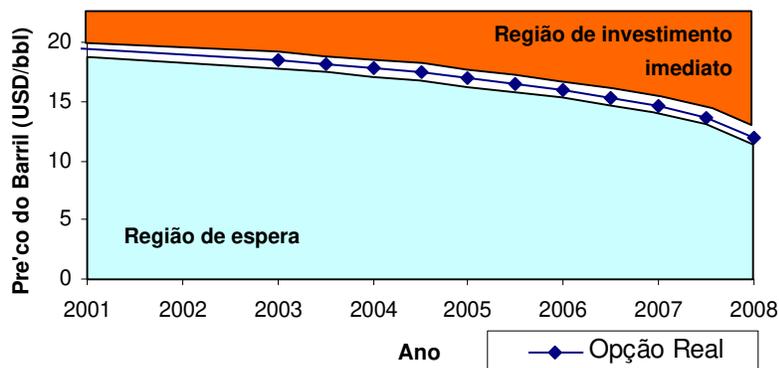


Figura 27 – Região de Investimento

Na figura fica claro que o valor reduz com o tempo uma vez que cada vez mais próximo da data de exercício da opção existe menor chance (devido ao horizonte de tempo ser reduzido) de movimentos acentuados do valor do projeto, e portanto menores valores do projeto (que vão cada vez mais se aproximando do VPL estático) já são suficientes para empresa decidir pelo investimento imediato.

5.6. Conclusão

Considerando a figura acima, e o preço do barril como sendo atualmente de mais de 20 USD, este projeto deveria ser colocado em andamento imediatamente, pois ele se encontra na região de investimento imediato. E qualquer das alternativas teria o mesmo resultado financeiro hoje caso fosse analisada somente esta opção real do projeto.

Na mesma figura também está representado que o preço do barril necessário para que a empresa invista imediatamente no projeto reduz ao longo do tempo, pois o valor de espera é reduzido conforme diminui o período em que é possível exercer a opção de investir ou não no projeto.

O intuito deste caso é demonstrar que o VPL expandido se aproxima do VPL estático quando temos uma decisão do tipo “agora ou nunca”, no limite do período de exercício da opção real. Além desta importante conclusão este estudo de caso permite identificar que existem gatilhos de decisão no processo de opções reais, sendo que esse gatilhos são bastante úteis para o corpo gerencial da empresa uma vez que fica claro quais projetos passam a ser atraentes para cada nível de preço da commodity.

Capítulo 6

6. Conclusões e Comentários Finais

Na atualidade os campos de petróleo marítimos estão sendo encontrados em águas cada vez mais profundas com impactos substanciais no custo de desenvolvimento. No entanto, existe uma percepção da indústria de petróleo de que campos gigantes serão a exceção em águas ultra profundas e que novas tecnologias serão necessárias para poder produzir de forma economicamente vantajosa as jazidas marginais encontradas.

Se não forem disponibilizados modelos de análise de decisão que levem em conta as implicações que cada tecnologia possui no plano de execução do projeto, decisões serão tomadas que podem ter como resultado outro que não a maximização do valor da empresa. A análise apropriada de novas oportunidades como também do impacto econômico que cada alternativa tecnológica possui pode ser a chave para acessar o potencial de projetos em águas ultra profundas. Portanto, é necessário um modelo que se assemelhe com a realidade e com as nuances de cada alternativa tecnológica, para que o valor real de um projeto possa ser calculado.

A indústria de petróleo já é familiarizada com a Teoria de Opções Reais e utiliza-se dessa técnica para outras aplicações no processo de tomada de decisão. No entanto, não é conhecida a utilização de opções reais no processo de escolha da alternativa tecnológica a ser usada no desenvolvimento de um campo marítimo de petróleo.

Com este trabalho, sugerimos a utilização de uma metodologia que leva em conta a utilização de opções reais, o que permite as companhias um processo de tomada de decisão sobre a tecnologia a ser aplicada no desenvolvimento de um campo marítimo de petróleo que mais se aproxima da realidade empresarial em que estes projetos se inserem.

Somente a utilização de opções reais na análise de decisão permitirá à companhia identificar os projetos que possuam um maior potencial de criar valor, como também garantirá ao grupo gerencial as ferramentas necessárias para o cálculo deste valor potencial, para desenvolver a estratégia que deve ser tomada ao longo da execução do projeto e para identificar os pontos de controle que devem ser estabelecidos para que as oportunidades de criação de valor sejam capturadas.

Durante o processo de análise econômica de um projeto de desenvolvimento de um campo marítimo, quer seja durante a fase de seleção do conceito ou mesmo durante a fase de otimização do conceito já selecionado, as diversas opções embutidas no projeto devem ser identificadas, analisadas e entendidas pela companhia e grupo gerencial.

É durante a fase de seleção do projeto e de definição do plano de execução que se captura a oportunidade de adicionar valor ao projeto e à companhia. Neste momento a análise de opções embutidas em cada alternativa permite ao grupo gerencial aprender mais sobre o projeto e ao mesmo tempo preparar-se para os momentos críticos durante a fase de execução possibilitando que um maior valor possa ser adicionado ao projeto.

Neste trabalho foi defendida a hipótese de que se uma tecnologia permite a uma empresa maior flexibilidade de execução, esta deveria ter maior valor se comparada a uma outra tecnologia que não permita essa flexibilidade.

Para podermos confirmar essa intuição gerencial, duas premissas foram apresentadas e defendidas neste trabalho, a primeira é que a Teoria de Opções Reais (TOR) permite que o valor

de um projeto de desenvolvimento de um campo marítimo de petróleo, que é subestimado pela metodologia de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), seja calculado corretamente.

A segunda, que para cada alternativa tecnológica existe um conjunto diferente de opções reais com maturidades variadas, o que influencia no valor total do projeto calculado através da Teoria de Opções Reais.

Para determinar se estas premissas estão corretas e para defender a hipótese deste trabalho três casos foram estudados comparando a técnica de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e a Teoria de Opções Reais (TOR), e resultaram nas seguintes conclusões:

Caso 1 – Demonstra-se que a análise de fluxo de caixa descontado mesmo utilizando técnicas complexas e avançadas para lidar com incertezas ainda assim subestima o valor de um projeto que possui flexibilidade de execução. É apresentada então a metodologia utilizando-se da teoria de Opções Reais, esta sim capaz de determinar o valor da flexibilidade de execução do projeto.

Caso 2 – Demonstra-se que mesmo permitindo a companhia exercer as mesmas opções diferentes alternativas tecnológicas possuem diferentes valores para estas opções reais, pois cada alternativa tem peculiaridades no exercício da flexibilidade gerencial. Vale lembrar mais uma vez que a metodologia de FCD subestima o valor total do projeto para a companhia, como já havia sido demonstrado no caso anterior.

Caso 3 – Demonstra-se que o VPL expandido se aproxima do VPL estático no limite do período de exercício da opção real, quando temos uma decisão do tipo “agora ou nunca”. Desta maneira comprovamos que o VPL estático é uma caso particular do VPL expandido.

Concluimos, através do resultado dos três casos estudados, que as duas premissas estão corretas, e por conseqüência a hipótese defendida nesta tese está correta.

Existem diversas outras áreas da indústria de petróleo que poderiam beneficiar-se do uso de opções reais como uma metodologia para a obtenção do valor de um projeto. Citamos abaixo algumas sugestões para trabalhos futuros nesta área e comentários finais.

Os projetos de desenvolvimento de campos marítimos de petróleo estão cada vez mais complexos e inter-relacionados, de maneira que o desenvolvimento de modelos e metodologias que possam capturar esta complexidade (e desta maneira identificar o correto valor do projeto com suas diversas opções combinadas) seria muito bem vindo pela indústria. Sugerimos para um próximo trabalho o desenvolvimento de metodologia para aplicar opções reais combinadas em um mesmo projeto.

Neste trabalho utilizamos o modelo mais aceito entre os praticantes de opções reais e baseado na caminhada aleatória. Existem outros autores (e.g. Dias, 1996) que acreditam que o valor do projeto caminha junto com o preço da commodity e portanto o valor do projeto deveria ser modelado de maneira similar ao preço do barril de óleo. Sugerimos que num próximo trabalho seja feita uma comparação dos resultados usando mais de um modelo de variação do valor do projeto e as implicações na utilização no processo de tomada de decisão.

Utilizamos a volatilidade do projeto como sendo a volatilidade do preço do barril de óleo (commodity). Este procedimento é bastante comum na literatura de opções reais, onde a maioria dos autores consideram a volatilidade do projeto como sendo uma função da volatilidade do produto final (no caso de nosso trabalho o preço do barril de óleo). No entanto, outros autores (e.g. Copeland, 2001) defendem a utilização da volatilidade histórica dos projetos, pois acreditam que a volatilidade da commodity exclusivamente não permite a incorporação da volatilidade de outros componentes do projeto (tecnologia, custos, etc). Sugerimos para outro trabalho a coleta de dados históricos de volatilidade de valor de projetos de desenvolvimento de campos de petróleo e o impacto no valor do projeto.

A incorporação das incertezas é muito importante quando consideramos alternativas tecnológicas com graus distintos de maturidade (como é o caso do exemplo utilizado), uma vez que a dispersão dos valores destes itens pode ter um impacto importante no resultado final do projeto. Podemos citar em particular a variável tempo de construção da UEP, que tem um impacto muito grande no chamado “first oil” (começo da produção) e desta maneira um atraso na entrega pode reduzir em muito o resultado financeiro do projeto. Sugerimos que em outro trabalho seja modelado o impacto do nível de maturidade da tecnologia adotada nas opções reais de um projeto.

O desenvolvimento de campos em águas cada vez mais profundas leva à necessidade de desenvolvimento de tecnologias inovadoras que possam reduzir o custo de desenvolvimento destas jazidas. O custo de programas de pesquisa e desenvolvimento destas tecnologias é muito alto e o capital das empresas restrito. A utilização de opções reais para a determinação do valor de um projeto de pesquisa e desenvolvimento poderia ser positiva, uma vez que poderia capturar o valor das opções que cada programa de P&D possui e os possíveis desdobramentos.

A indústria de petróleo não é restrita somente a desenvolvimentos de campos de petróleo. A indústria de derivados de petróleo e petroquímica também poderia se beneficiar de modelos de opções reais que pudessem de maneira semelhante à figura do estudo de caso 3, identificar os gatilhos de preços que suportariam uma mudança do “mix” de produtos de suas plantas.

A mesma metodologia de gatilhos de preços poderia ser aplicada em outros processos da indústria de engenharia e construção, por exemplo na determinação do nível de preço para a mudança de tecnologia ou para a utilização de certo recurso.

Referências Bibliográficas

ABB, ABB Floater Concepts, *presentation material released to the general public*, 2001

ABB, <http://www.abb.com>, 2001

Amram, M., Kulatilaka, N. *Real Options – Managing Strategic Investment in an Uncertain World*, Harvard Business School Press, 1999, 246 pp.

Beliossi, G. Option pricing of an oil company- the model and an empirical valuation. *Working Paper Dipartimento di Discipline Economico Aziendali*,

Bernstein, P. L. *Against the Gods - The Remarkable Story of Risk*, John Wiley & Sons, Inc., 1996, 383 pp.

Bernstein, P. L. *Capital Ideas: The Improbable Origins of Modern Wall Street*, Free Press, New York, 1992

Bjerk Sund, P., Ekern, S. Managing Investment Opportunities under Price Uncertainty: from “Last Chance” to “Wait and See” Strategies. *Journal of Financial Management Association* 1990, volume 9 number 3

Black, F., Scholes, M. The Pricing of Options and Corporate Liabilities. *Journal of Political Economy*, 1973. v81 p.p. 637-54

Bodie, Z., Merton, R.C. *Finance*, Prentice Hall Inc., Preliminary Edition, 1998, 442 pp.

Brennan, M. J., Schwartz, E. S. Evaluating Natural Resource Investments. *Journal of Business*, LVIII (1985), 135-57

Brennan, M., Schwartz, E. A New Approach to Evaluating Natural Resource Investments, 1985, *Midland Journal of Corporate Finance*, 3, pp. 78-88.

Chitwood, J.E., Hunter, W.A., Well Drilling, Completion, and Maintenance Technology Gaps, OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2001, OTC 13090

Chriss, N.A. *Black-Scholes and Beyond*, Irwin Professional Publishing, 1997, 496 pp.

Copeland, T., Antikarov, V. *Real Options – A practitioner's guide*, Texere (Ed.), 2001, 372 pp.

Copeland, T. E., Keenan, P. T.: Making Real Options Real. *The McKinsey Quarterly* 1998 number 3

Copeland, T., Koller, T., Murrin, J. *Valuation - Measuring and Managing the Value of Companies*, John Wiley & Sons (Ed.), 2000

Damodaram, A. *Investment Valuation*, John Wiley & Sons, Inc., 1996, 520 pp.

Damodaram, A. *Corporate Finance: Theory and Practice*, John Wiley & Sons, Inc., 1997, 876 pp.

Dezen, F. Derivativos para Petróleo, *Brasil Energia*, no 229, Dezembro 1999, pp.60-61

Dezen, F., Morooka, C.: Adding Real Options Value To Decision Analysis. In: RIO OIL & GAS CONFERENCE, Outubro 2000. IBP 19700

Dezen, F., Morooka, C., Field Development Decision Making Under Uncertainty: A Real Option Valuation Approach, In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE held in Buenos Aires, Argentina, 25–28 March 2001, SPE 69595.

Dias, M. A. G. The Timing of Investment in E&P: Uncertainty Irreversibility, Learning and Strategic Consideration. *Society of Petroleum Engineers* 37949, 1997

Dias, M.A.G. *Investimentos sob Incerteza em E&P de Petróleo*, PUC-RJ, 1996, Tese (Mestrado),

Dias, M.A.G. Site de Opções Reais, <http://www.puc-rio.br/marco.ind/main.html#contents>

Dickens, R.N., Lohrenz, J. Evaluating Oil and Gas Assets: Option Pricing Methods Prove No Panacea, *Journal of Financial and Strategic Decisions*, vol.9, no 2, Summer 1996, pp.11-19

Dixit, A. K., Pindyck, R. S. *Investment Under Uncertainty*. Princeton University Press. 1994, 468 pp.

Dixit, A.K., Skeath, S. *Games of Strategy*, W.W. Norton & Co., Inc., 1999, 600 pp.

Dixit, A.K., Nalebuff:, B. J. *Thinking Strategically: The Competitive Edge in Business, Politics, and Everyday Life*, W.W. Norton & Co., 1991, 393 pp.

Ekern, S. An Option Pricing Approach to Evaluating Petroleum Projects. *Energy Economics* volume 10, No 2 April 1988

Garb, F. A. Assessing Risk in Estimating Hydrocarbon Reserves and in Evaluating Hydrocarbon Producing Properties, *SPE 15921*, 1988

Hill, J. Oil Futures and Options Increase in Importance in Volatile Industry Conditions, *SPE 16311*, 1987

Hoadley, P. <http://www.hoadley.net/options/options.htm> , 2001

Hull, J. <http://www.mgmt.utoronto.ca/~hull/>, 2001

Hull, J. *Introduction to Futures and Options Markets*, 3rd edition, Prentice Hall, 1998, 471 pp.

Hull, J. C. *Options, Futures, & Other Derivatives*, Prentice Hall, 4th ed. 1999, Englewood Cliffs, NJ, 698 pp.

IPE, International Petroleum Exchange, <http://www.ipe.uk.com>, 2001

Juiniti, R., Roncador Field Development with Subsea Completions, OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2001, OTC 13259

Korte, K. Derivatives and their use in Acquisition Financing, *SPE 30061*, 1995

Larson, B. O. Risk Profile Modification of Energy Projects: Impact of Controlling Financial Risk with Swaps, *SPE 22335*, 1992

Lehman, J. Valuing Oilfield Investments Using Option Pricing Theory, In: SPE HYDROCARBON ECONOMICS AND EVALUATION SYMPOSIUM, Proceedings pp.125-136, Dallas, 9-10 March 1989. SPE 18923

Leslie, K. J., Michaels, M. P. The Real Power of Real Options. *The McKinsey Quarterly* 1997 number 3

Lindahl, M., Venkatesh, S. Oil Hedging Strategies using Futures and Options: Applications for the State of Alaska, *SPE 16332*, 1987

Lohrenz, J., Dickens, R.N. Option Theory for Evaluation of Oil and Gas Assets: The Upsides and Downsides, *SPE 25837*, 1993

Lohrenz, J. Shut-In and Abandonment Decision Economics, *SPE 22014*, 1991.

Lohrenz, J., Bailey, A. S. Evidence and Results of Present Value Maximization for Oil and Gas Development Projects, *SPE 30050*, 1995

Lohrenz, J Market Discount Factors for Fully Developed, Declining Production, *SPE 18911*, 1991

Lohrenz, J. Net Values of our Information, *SPE 16842*, 1988

Lohrenz, J. Explorationist's Economics, *SPE 18925*, 1989

Lohrenz, J., Pederson, J.A. Searching for Developing and Producing Oil and Gas Reserves: Costs and Values, *SPE 13773*, 1985

Mann, D., Goobie, G., MacMillan, L. Options Theory and Strategic Investment Decision. *Journal of Canadian petroleum Technology* May 1992, volume 31 No 5

Markland, J.T. Options Theory: A New Way Forward for Exploration and Engineering Economics?, In: SPE OIL & GAS ECONOMICS, FINANCE AND MANAGEMENT CONFERENCE, London, April 1992, Proceedings, pp.51-67. SPE 24232, 1992

McDonald, R., Siegel, D. Investment and the Valuation of a Firm When There is an Option to Shut Down. *International Economic Review*, XXVI (985), 331-349

McDonald, R., Siegel, D. The Value of Waiting to Invest. *Journal of Economics*, CI 1986, 707-27

Merton, R.C. Theory of Rational Option Pricing. *Bell Journal of Economics and Management Science*, no 4, Spring 1973, pp.141-183

Morooka, C., Galeano, Y. Systematic Design for Offshore Oilfield Development, *IOPEC 1999*

Myers, S., Majd, S. Calculating Abandonment Value Using Options Pricing Theory, *Sloan School of Management Working Paper No 1462-83*, 1983

Nepomuceno Filho, F. Decision-Making in Risk Projects in Oil Exploration, Doctoral Dissertation, Inst. of Geociências, Unicamp, 1997, 243 pp.

Paddock, J., Siegel, D., Smith, J. Option valuation of claims on physical assets: the case of offshore petroleum leases. *Quarterly Journal of Economics* 103, no 3, 1988, 479-508.

Pindyck, R.S., Rubinfeld, D. L. *Microeconomics*, Prentice-Hall, Inc., third edition, 1995, 700 pp.

Rubinstein, M. <http://www.in-the-money.com/>, 2001

Sick, G.A. *Capital Budgeting with Real Options*, Salomon Brothers' Monograph Series in Finance & Economics, 1989-3, 78 pp.

Siegel, D.R., Smith, J. L., Paddock, J.L. Valuing Offshore Oil Properties With Option Pricing Models, *Midland Corporate Finance Journal*, Spring 1987, pp.22-30

Silva Neto, L.A. *Derivativos*, Editora Atlas, 2a Edição, 1998, 298 pp.

Smith, J.E., McCardle, K.F. Options in the Real World: Lessons Learned in Evaluating Oil and Gas Investments, *Fuqua/Duke University Working Paper*, April 1997, 42 pp.

Smith, J.E., McCardle, K.F. Valuing Oil Properties: Integrating Option Pricing and Decision Analysis, *Fuqua/Duke University Working Paper*, March 1996, 42 pp.

Smith, J.E., Nau, R.F. Valuing Risky Projects: Option Pricing Theory and Decision Analysis, *Management Science*, vol.14, no 5, May 1995, pp.795-816

Steele, R. <http://ray.steele.org/options.html>, 2001

Stibolt, R.D., Lehman, J. The Value of a Seismic Option, In: SPE HYDROCARBON ECONOMICS AND EVALUATION SYMPOSIUM, Proceedings pp.25-32, Dallas, 29-30 March 1993. SPE 25821

Stibolt, R. D. Improving Management of Oil and Gas Assets Through Derivatives, *SPE 36632*, 1996

Tavares, M. F. F. *Uma Abordagem sobre Derivativos no Mercado de Metais*, UNICAMP, 1997, Tese (Mestrado), 108 pp.

Tourinho, O.A.F. *The Valuation of Reserves of Natural Resources: An Option Pricing Approach*, University of California, Berkeley, PhD Dissertation, November 1979, 103 pp.

Trigeorgis, L., *Real Options and Business Strategy – Applications to Decision Making*, Risk Books, 1999, 372 pp.

Trigeorgis, L. Evaluating Leases with Complex Operating Options, *European Journal of Operational Research*, vol.91, no 2, June 1996, pp.315-329

Trigeorgis, L. *Real Options - Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*, MIT Press, Cambridge, MA, 1996, 427 pp.

Trigeorgis, L. A Real Options Application in Natural Resource Investments, *Advances in Futures and Options Research*, vol.4, 1990, pp.153-164

Von Neumann, J., Morgenstern, O. *Theory of Games and Economic Behavior*, Princeton University Press, 3rd Edition (1953), 641 pp.

Winslow, D. J., Porges, D. L. Commodity Price Swaps: A Tool for Asset Management, *SPE 25836*, 1993

Apêndice 1 – Modelo de Black-Scholes

O modelo de Black-Scholes é baseado na criação de um portfólio de instrumentos financeiros que replicam o comportamento de uma opção, permitindo o cálculo do valor da opção a partir do modelo de comportamento deste portfólio.

A opção sendo replicada neste portfólio é uma opção tipo “call” e estilo Européia.

As principais premissas do modelo de Black-Scholes são:

1. O preço da ação no qual a opção se baseia é um movimento aleatório (“random walk”), esta premissa implica que o preço da ação em qualquer tempo futuro tem uma distribuição log-normal. Isto também implica que mudanças proporcionais no preço da ação durante um período pequeno são distribuídas normalmente.
2. A ação não paga dividendos durante a vida da opção
3. Existe uma taxa de juros sem risco que é constante durante a vida da opção
4. Indivíduos podem emprestar e pedir emprestado com taxas de juros iguais à taxa de juros sem risco.
5. Não existem custos de transação ou impostos
6. Mercados são perfeitos: situações de arbitragem (lucro sem risco) são eliminadas pelo próprio mercado e oportunidades de lucro sem risco não ocorrem.

O intuito destas simplificações era obter uma equação cuja solução pudesse ser feita analiticamente.

O valor de uma opção foi então modelado como uma função do preço atual da ação (S), o seu preço de exercício (K), o tempo até sua expiração (t), a taxa de juros sem risco (r), a volatilidade do preço da ação (q) e a taxa esperada de retorno da ação (μ). Sendo assim, temos o preço de uma opção tipo “call” (C):

$$C = C(S, K, T, r, q, \mu)$$

Considerando uma pequena variação do valor da ação como sendo:

$$dS = \mu S dt + q S dz$$

Utilizando-se de Itô

$$dC = [(\delta C / \delta t) + (\delta C / \delta S) \mu S + (1/2) (\delta^2 C / \delta S^2) q^2 S^2] dt + (\delta C / \delta S) q S dz$$

Considere então que o portfólio contém a venda de uma opção tipo “call” (-C) e h ações S, o valor do portfólio V é dado por:

$$V = hS - C$$

Uma mudança pequena será representada por:

$$dV = h dS - dC$$

Se h igual a $\delta C / \delta V$ então:

$$dV = (\delta C / \delta S) dS - dC$$

Isso implica que a mudança de valor do portfólio dV durante o período dt é:

$$dV = (\delta C/\delta S)(\mu S dt + q S dz) - [(\delta C/\delta S)\mu S + (\delta C/\delta t) + (1/2)(\delta^2 C/\delta S^2)q^2 S^2]dt - (\delta C/\delta S)q S dz.$$

Quando os termos são recombinados, os que possuem dz se cancelam como também os que possuem μ , deixando:

$$dV = [-(\delta C/\delta t) - (1/2)(\delta^2 C/\delta S^2)q^2 S^2]dt$$

Desta maneira V é independente da variável aleatória dz , isto quer dizer que é um portfólio sem risco. Também o valor de dV é independente da taxa esperada de retorno da ação. Uma vez que o portfólio é independente da variável aleatória ele deveria aumentar o valor na mesma razão que a taxa de juros sem risco, assim:

$$dV = rV dt = r[(\delta C/\delta S)S - C]$$

para que isto aconteça temos que ter dt desta forma:

$$(\delta C/\delta t) + (1/2)(\delta^2 C/\delta S^2)q^2 S^2 = -r(\delta C/\delta S)S + rC, \text{ ou}$$

$$(\delta C/\delta t) + (\delta C/\delta S)rS + (1/2)(\delta^2 C/\delta S^2)q^2 S^2 = rC$$

Com esta equação diferencial Black-Scholes conseguiram uma solução analítica aplicando a seguinte condição de contorno:

$$C = \max(S-K, 0)$$

E obteve a seguinte fórmula matemática que é referida mundialmente com a fórmula de Black-Scholes:

$$C_o = SN(d_1) - Ke^{-rt} N(d_2)$$

Onde:

$N(d_1)$ e $N(d_2)$ são as funções acumulativas de distribuição normal;

$$d_1 = \frac{\ln(S/K) + (r + \sigma^2/2)t}{\sigma\sqrt{t}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{t}$$

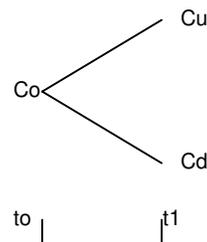
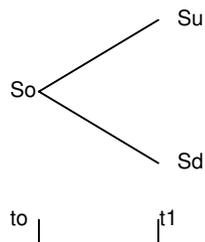
Os parâmetros necessários para se calcular o valor de um opção são:

K	preço de exercício da ação
S	preço atual da ação
r	taxa de juros sem risco
t	tempo até maturidade da opção
σ	volatilidade da ação

Apêndice 2 – Modelo Binomial

Cox, Ross e Rubinstein (1979) mostraram que o modelo de Black-Scholes poderia ser deduzido de uma maneira mais simples envolvendo árvores binomiais. Neste caso a árvore CRR pode ser considerada um modelo de tempo discreto, enquanto o modelo de B-S como sendo em tempo contínuo.

Suponha que uma ação possui um valor S_0 hoje, e que o valor dela num tempo t no futuro pode ser considerado S_u no caso de um aumento de valor, e S_d no caso de um decréscimo de valor. O mesmo se aplica para o valor de uma opção tipo “call”:



Consideramos então que:

$$S_u = S_o u \quad \text{e} \quad S_d = S_o d$$

$$C_u = C_o u \quad \text{e} \quad C_d = C_o d$$

$$\Delta t = T / N$$

$$\sigma_{loc} = \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} \sqrt{p(1-p) \log(u/d)}$$

Aonde

$$p = \frac{e^{\mu\Delta t} - d}{u - d}$$

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}}$$

$$d = 1/u$$

Considere um portfólio consistindo de um certo número de ações S, e de um certo número de obrigações (“bond”) B, descritos desta maneira:

$$\Delta S_o + e^{-r(t_1-t_o)} B$$

este portfólio pode replicar de maneira exata o movimento de valor da opção C, para tanto a quantidade de ações e de obrigações deve ser tal que satisfaça as seguintes equações:

$$\Delta S_u + B = C_u \quad \text{e} \quad \Delta S_d + B = C_d$$

Usando o argumento de arbitragem temos que:

$$C_o = \Delta S_o + e^{-r\Delta t} B$$

Usando as definições de Δ e B, temos então:

$$C_o = \frac{C_u - C_d}{S_u - S_d} S_o + e^{-r\Delta t} \frac{S_u C_d - C_u S_d}{S_u - S_d}$$