

Copyright 2004, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico Científico foi preparado para apresentação no 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, a ser realizado no período de 2 a 5 de outubro de 2005, em Salvador. Este Trabalho Técnico Científico foi selecionado e/ou revisado pela Comissão Científica, para apresentação no Evento. O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho será publicado nos Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás

ANÁLISE ECONÔMICA DE CAMPOS MARÍTIMOS DE PETRÓLEO CONSIDERANDO A OPÇÃO DE SUBSTITUIÇÃO TEMPORÁRIA DE MÉTODO DE ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO: UM ESTUDO DE CASO

Bruno Nogueira Silva¹, Fabiano Garcia Drumond², Iubatan Antonino Pinto³, Leonardo Lima Gomes⁴

¹ Fundação Ceciliano Abel de Almeida, Av. Fernando Ferrari s/nº – Goiabeiras – Vitória – ES, bruno.nog.fcaa@petrobras.com.br

² Fundação Ceciliano Abel de Almeida, Av. Fernando Ferrari s/nº – Goiabeiras – Vitória – ES, fabianog.fcaa@petrobras.com.br

³ Fundação Ceciliano Abel de Almeida, Av. Fernando Ferrari s/nº – Goiabeiras – Vitória – ES, iubatan.fcaa@petrobras.com.br

⁴ FUCEPE, Av. Saturnino Rangel Mauro 245 – Pontal de Camburi – Vitória – ES, leonardolima@fucape.br

Resumo – Projetos de desenvolvimento da produção marítima de campos de petróleo demandam altos investimentos, o que torna mais complexa a tomada de decisão pelo investimento. Com isso, evidencia-se a necessidade de realizar análises econômicas que incorporem aspectos relevantes capazes de modelar e avaliar as diversas ações gerenciais que no futuro poderão ser tomadas com o objetivo de agregar valor ao projeto. A Teoria das Opções Reais possui ferramentas para realizar tal avaliação e se apresenta como uma alternativa melhor frente à teoria tradicional de fluxo de caixa descontado. Em campos de óleo pesado (baixo °API e alta viscosidade), nos quais a elevação do petróleo se torna mais complexa, uma das principais decisões é a escolha do melhor método de elevação artificial a ser empregado. Uma das flexibilidades existentes nestes tipos de projeto é a possibilidade de substituição temporária de um método de elevação de petróleo por outro, tendo em vista uma eventual indisponibilidade de determinado método de elevação durante a operação. Este trabalho tem como principal objetivo apresentar uma metodologia para realizar uma análise econômica considerando a opção real de substituição temporária do método de elevação, apresentando-se também um estudo de caso como aplicação da metodologia.

Palavras-Chave: Campo Marítimo de Petróleo; Métodos de Elevação Artificial de Petróleo; Opções Reais

Abstract – Offshore oil fields development projects demands high investment amounts, what makes the decision process complex. So, it is necessary to do economical analyses that include important aspects which models and evaluate different actions. These actions, in the future, can be done in order to increase the project value. The Real Option Theory has the tools to do such evaluation and is considered a better technique than traditional cash flow analysis. In heavy oil fields (low API density and high viscosity), in which artificial lift process is complex, one of the main decisions is which artificial lift method should be chosen. One of the flexibilities of this kind of project is the temporary switch of the artificial lift method by another, once it is not available during the production. The main goal of this article is present a methodology to an economic evaluation considering the temporary switch option of the artificial lift method, also presenting an example of its application.

Keywords: Offshore Oil Field, Artificial Lift, Real Option

1. Introdução

A maioria das organizações utiliza algum método quantitativo para avaliar um projeto e dentre os mais tradicionais estão o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Porém, estes métodos consideram gerenciamento passivo, o que resulta em um valor do investimento subdimensionado.

Com as incertezas e mudanças cada vez mais presentes no dia a dia das empresas, os decisores estão continuamente decidindo por mudanças administrativas e de operação com o objetivo de maximizar o valor do projeto. Dessa forma, há a necessidade de entender a importância que estas flexibilidades gerenciais possuem em suas decisões de investimento. E, além disso, é crucial que os gerentes de projetos saibam quantificar o valor de tais flexibilidades com o objetivo de se obter sucesso em oportunidades de investimento futuras e para que se diminuam as perdas que possam ocorrer por mudanças adversas ou inesperadas do mercado.

Como constatado anteriormente, essas flexibilidades são valiosas e devem ser incorporadas na análise do projeto. Para isso, vem sendo proposta uma abordagem alternativa, fundamentada na teoria de opções financeiras, já que decisões gerenciais ao longo da vida útil de um projeto de investimento podem ser consideradas análogas às opções. Essa nova abordagem é chamada de Teoria das Opções Reais (TOR), que é capaz de captar o valor das diversas formas de flexibilidade existentes em um projeto, permitindo a incorporação dessas flexibilidades nos métodos tradicionais de avaliação de investimentos, tendo se mostrado bastante capaz de explicar ações e negociações verificadas na prática.

Em campos marítimos de petróleo em águas profundas, caso o óleo encontrado seja do tipo pesado ou extra-pesado, a escolha do tipo de método de elevação de petróleo a ser utilizado é uma das decisões mais importantes na fase de concepção do projeto. Uma má decisão pode acarretar em redução do lucro da empresa e até na inviabilização da continuidade da operação do campo. Os dois métodos mais utilizados pela indústria petrolífera nestes cenários são o Bombeio Centrífugo Submerso Submarino (BCSS) e o *Gas lift* (GL) e a proposta deste artigo é de considerar a flexibilidade de trocar temporariamente do método de elevação BCSS para GL, quando da inviabilidade operacional da bomba. E para a quantificação desta opção de substituição temporária do método de elevação BCSS para *Gas lift* será aplicada a Teoria das Opções Reais.

2. Teoria das Opções Reais

A Teoria das Opções Reais é uma abordagem complementar a teoria tradicional de fluxo de caixa descontado, pois considera as flexibilidades existentes em projetos sob condições de incerteza agregando então valor ao projeto.

Com isso, alguns projetos que, inicialmente poderiam ser descartados do ponto de vista econômico se os mesmos fossem analisados somente com a teoria do fluxo de caixa descontado, podem se mostrar atrativos se suas flexibilidades forem consideradas, mostrando então a importância da Teoria das Opções Reais.

As principais flexibilidades existentes nos projetos são: espera para se realizar o investimento, contratação e expansão de escala, suspensão temporária da operação, substituição de matéria-prima ou produtos finais e abandono definitivo em troca de um valor residual ou de uma oferta pela venda dos fluxos de caixa futuros.

Numa realidade dinâmica como a de hoje, é necessário que sejam consideradas três importantes características presentes na maior parte das decisões de investimentos: irreversibilidade, incerteza e a flexibilidade de alterar a estratégia inicial do projeto.

A irreversibilidade diz respeito ao investimento inicial realizado que não pode ser facilmente recuperado no momento que se desejar. Na maioria dos casos o investimento é parcialmente ou totalmente irreversível. A incerteza refere-se aos fluxos de caixa futuros que não podem ser previstos com certeza, pois dependem das condições futuras do ambiente externo e interno, que podem ser boas ou ruins. A flexibilidade de alterar a estratégia inicial do projeto é cada vez mais utilizada pelos decisores que vêem nessa flexibilidade uma alternativa de rever e alterar o planejamento original de seus projetos, adaptando-os às novas situações impostas pelo mercado devido a sua alta volatilidade.

Essas três características se interagem de forma a determinar a decisão ótima dos investidores e mostra que a Teoria das Opções Reais é mais recomendada do que os métodos tradicionais para avaliar projetos em situações de incerteza, pois considera estas três características.

2.1. Analogia com Opções Financeiras

Opções são contratos de compra e venda de ativos, cujo preço depende do valor do ativo objeto. Uma opção de compra (*call*) permite ao detentor do contrato o direito de comprar o ativo objeto por um preço de exercício pré-estabelecido, em uma certa data futura. A equação [1] mostra a função de remuneração da *call*, no vencimento.

$$C_T = \max(S_T - K, 0) \quad [1]$$

Onde: C_T : preço da opção na data de vencimento T ;
 S_T : preço do ativo objeto em T ;
 K : preço de exercício.

Uma opção de venda (*put*) dá ao seu detentor o direito de vender o ativo objeto por um preço de exercício numa data futura. A função de remuneração da *put*, no vencimento, é dada pela equação [2].

$$P_T = \max(K - S_T, 0) \quad [2]$$

Onde, P_T : preço da opção de venda em T.

A principal diferença entre uma opção financeira e uma opção real é que opções reais são aplicadas para ativos reais que são usualmente tangíveis. A Tabela 1 mostra uma analogia entre as opções financeiras e as opções reais.

Tabela 1 – Analogia entre opções financeiras e opções reais

Opção Financeira	Opção Real
Valor corrente da ação	Valor presente do fluxo de caixa esperado futuro
Preço de exercício	Custo do investimento
Tempo de expiração	Tempo até que a oportunidade desapareça
Incerteza no valor da ação	Incerteza do projeto
Taxa de juros livre de risco	Taxa de juros livre de risco

2.2. Opção de Substituição (Switch Option)

Segundo TRIGEORGIS (1996), uma opção de substituição de matéria-prima ou produto final pode ser descrita da seguinte forma: se os preços ou demandas se alterarem, o decisor pode mudar o mix de produção de uma indústria (flexibilidade de produto). Alternativamente, os mesmos produtos podem ser realizados usando diferentes tipos de matéria-prima (flexibilidade de processo).

Existem outros tipos de opções de substituição, como a de construção de uma nova planta de geração de energia elétrica ou utilização de outro tipo de combustível, dependendo das condições do mercado, conforme mostrado em SAWHILL (1989).

TRIGEORGIS (1996) apresentou um caso de uma indústria química que pode usar tanto eletricidade como carvão e tem uma flexibilidade de produzir tanto vitaminas como aspirinas. Então, se as condições de mercado mudarem, ela pode exercer a opção de troca tanto do combustível quanto do produto final.

Em TAKEZAWA (2001) é mostrada uma opção de troca de prioridades de agendamento da produção de um produto que pode ser comprado no mercado *spot* onde o preço varia a todo momento, fazendo com que os contratos entre cliente e fornecedor sejam realizados com prazos e preços pré-determinados ignorando a volatilidade dos preços. O modelo proposto permite que o fornecedor determine sua agenda de produção baseada não somente na data de entrega do produto e nos preços pré-determinados, mas também considerando a volatilidade dos preços.

AADLAND et al (2004) apresentaram um modelo de opções reais no mercado de navegação. Eles avaliaram uma opção de substituição entre o *dry bulk market* (“mercado a granel”) e *wet bulk market* (“mercado de líquidos”) por uma combinação de cargueiros que são capazes de operar nos dois mercados.

3. Métodos de Elevação Artificial de Petróleo

Nos campos marítimos de petróleo em águas profundas com óleo do tipo pesado ou extra-pesado, a escolha do tipo de método de elevação artificial torna-se de grande importância para o projeto em função da maior dificuldade em se elevar este tipo de óleo.

Segundo THOMAS (2001), a escolha do melhor método de elevação artificial para um campo de petróleo depende de vários fatores, sendo estes os principais: número de poços, diâmetro do revestimento, produção de areia, razão gás-líquido, vazão, profundidade do reservatório, viscosidade dos fluidos, mecanismo de produção do reservatório, disponibilidade de energia, acesso aos poços, distância dos poços às plataformas de produção, equipamento disponível, pessoal treinado, investimento, custo operacional, segurança, entre outros.

Nas indústrias petrolíferas que fazem a exploração de campos *offshore*, os dois métodos de elevação artificial mais empregados são o *Gas Lift* e o BCSS.

- *Gas Lift*: É um método de elevação artificial no qual se utiliza a energia contida em gás comprimido para elevar fluidos (óleo e/ou água) de um nível mais baixo para um mais alto. O gás é utilizado para gaseificar (gas-lift contínuo) ou deslocar (gas-lift intermitente) a coluna de fluido, diminuindo o gradiente de pressão vertical, e, portanto, diminuindo a pressão de fluxo no fundo do poço.

- BCSS: A utilização do BCSS está se expandindo rapidamente entre as empresas de petróleo. Neste tipo de bombeio, a energia é transmitida para a bomba por um cabo elétrico. A energia elétrica é transformada em energia mecânica por um motor, o qual está diretamente conectado à bomba centrífuga. Esta transmite a energia ao fluido sob a forma de pressão elevando-o para a superfície.

O *Gas Lift* tem como principais atrativos sua confiabilidade e flexibilidade diante de alterações nas condições operacionais. Todavia, quando comparado ao BCSS observa-se um menor potencial de produção, em especial em campos de óleo pesado ou extra-pesado.

O BCSS, por sua vez, possui um elevado potencial de produção associado a um MTFF (*Mean Time to Fail*) pequeno, o que implica em paradas sistemáticas, aguardando sonda e intervindo no poço para substituição da bomba.

4. Opção de Substituição Temporária de Método de Elevação

Para minimizar as perdas de produção nos casos de indisponibilidade das BCSSs, pode-se considerar a alternativa de utilização da BCSS, equipando todos os poços com *Gas Lift*, tendo então a flexibilidade de se utilizar o *Gas Lift* como método de elevação quando da inviabilidade operacional da bomba. A equação [3] representa uma equação para a opção de substituição temporária de método de elevação (C_s) que é semelhante a uma opção de compra.

$$C_s = \max[RA'_t - (CO'_t + T'_t), 0] \quad [3]$$

Onde: RA'_t = Receita adicional referente à flexibilidade no ano t ;
 CO'_t = Custo Operacional adicional referente à flexibilidade no ano t ;
 T'_t = Impostos adicionais referentes à flexibilidade no ano t .

5. Metodologia

5.1. Preço do Petróleo

O processo de evolução dos preços do óleo considerado foi o de reversão para a média com *jumps*, conforme DIAS e ROCHA (2001). A fórmula deste modelo é apresentada na equação [4].

$$\frac{dP}{P} = \eta(P - \bar{P})dt + \sigma dz + jumps \quad [4]$$

Onde: P = Preço do óleo (US\$/bbl);
 η = velocidade de reversão à média por ano;
 $\bar{P}$ = Preço médio do óleo (US\$/bbl);
 σ = volatilidade (%a.a).

5.2. Investimento

Os investimentos necessários para se obter a opção de substituição temporária do método de elevação BCSS para *Gas Lift* limitam-se à instalação de mandris e válvulas de *Gás Lift* nos poços produtores. A compressão do gás será realizada utilizando-se da capacidade disponibilizada pelo compressor backup já previsto no projeto da plataforma.

5.3. Quantificação da Opção Real

As equações [5] e [6] representam a equação do fluxo de caixa anual de um projeto de desenvolvimento da produção de petróleo (FC'_t) e o valor do projeto (V') considerando esta opção, respectivamente.

$$FC'_t = \left(Q_t^w \times P_t - \underbrace{I'_t - CO_t^w - T_t^w}_{D'_t} \right) + \max[RA'_t - (CO'_t + T'_t), 0] \quad [5]$$

Onde: Q_t^w = Produção de petróleo para o cenário de flexibilidade no ano t ;
 P_t = Preço do petróleo no ano t ;
 I'_t = Investimento do projeto considerando a flexibilidade no ano t ;
 CO_t^w = Custo operacional para cenário com flexibilidade no ano t ;
 T_t^w = Impostos do projeto para o cenário de flexibilidade no ano t ;
 D'_t = Dispendio do projeto considerando a flexibilidade no ano t ;

$$V' = \sum_{t=0}^T \frac{FC'_t}{(1 + TMA)^t} \quad [6]$$

Onde: TMA é a taxa mínima de atratividade considerada para o projeto.

Para se obter o valor da opção é necessário, inicialmente, determinar o valor do projeto sem a flexibilidade. A equação [7] e [8] representam a equação do fluxo de caixa anual de um projeto de desenvolvimento da produção de petróleo (FC_t) e o valor do projeto (V) sem considerar a flexibilidade, respectivamente.

$$FC_t = Q_t \times P_t - D_t \quad [7]$$

Onde: Q_t = Produção de petróleo sem flexibilidade no ano t ;
 D_t = Dispendio do projeto sem considerar a flexibilidade;

$$V = \sum_{t=0}^T \frac{FC_t}{(1+TMA)^t} \quad [8]$$

O valor da opção de substituição temporária do método de elevação BCSS para *Gas Lift* é a diferença entre os projetos com e sem a flexibilidade, conforme representado pela equação [9].

$$\text{Valor da Opção} = V' - V \quad [9]$$

6. Estudo de caso

Como aplicação da metodologia acima descrita, realizou-se um estudo de caso, no qual os dados são meramente ilustrativos. A Tabela 1 apresenta as características gerais do projeto.

Tabela 1 - Características gerais do projeto

Características Gerais do Projeto	Valores
Campo	Marítimo em águas profundas com óleo do tipo pesado
Capacidade da Unidade Estacionária de Produção	180 Mil bopd
Volume Recuperável de Óleo - Reserva	> 600 MM bbl
Número de Poços Produtores	15
Investimento	> US\$ 1 bilhão

6.1. Projeto Sem Flexibilidade

Para o caso do projeto sem a flexibilidade, o único método de elevação é o BCSS sem a opção de equipar os poços para utilizar também o *Gas Lift*. Com isso, pode-se utilizar as equações [7] e [8] para calcular o VPL do projeto sem a opção. O VPL encontrado para este estudo de caso foi de US\$ 160,0 milhões para uma TMA de 15% a.a.

6.2. Projeto Com Flexibilidade

Considerou-se um investimento de US\$ 450 mil referente aos mandris e válvulas de GL nos poços produtores.

O custo operacional para utilização do método de elevação *Gas Lift* é referente ao compressor de backup que será utilizado quando do exercício da opção que neste estudo de caso foi estimado em US\$ 580 por hora.

A evolução do preço do petróleo foi obtida a partir da equação [4] com os parâmetros velocidade de reversão, preço médio do óleo e volatilidade iguais a 0,30, 21 US\$/bbl e 20% a.a.

Devido à dificuldade de se gerar curvas de produção Q^w que representassem o comportamento do reservatório de petróleo, caso a opção seja exercida ou não, pois o exercício da opção em um determinado ano alteraria o comportamento futuro do mesmo, o que gera uma combinação de possibilidades da ordem de 500.000 simulações de produção, foi utilizado o fator operacional para quantificar o ganho de produção do projeto com flexibilidade. Este fator é definido como o percentual de tempo em que as facilidades de produção estão disponíveis para operação, considerando falhas no sistema de elevação e operação da planta de processo. Para que esta consideração possa ser feita é necessário adotar que a opção seja sempre exercida, o que pode ser considerado devido ao ganho de receita ser bem maior que o preço de exercício (custo operacional do compressor). Para estimar o fator operacional do projeto considerando a flexibilidade, adotou-se a equação [10].

$$\text{Fop_BCSS} + \text{GL} = 100\% - [(100\% - \text{Fop_BCSS}) \times (\text{n}^\circ \text{ de poços} - \text{n}^\circ \text{ máx de poços que podem operar c/ GL}) + (100\% - \text{Fop_BCSS}) \times (\text{n}^\circ \text{ máx de poços que podem operar c/ GL ao mesmo tempo}) \times (1 - \text{Fop_GL})] \quad [10]$$

Onde: $\text{N}^\circ \text{ de poços} = 15$;
 $\text{N}^\circ \text{ máx. de poços que podem operar c/ GL ao mesmo tempo} = 5$;
 Fator Operacional do *Gas Lift* (Fop_GL) = 87%;
 Fator Operacional do BCSS (Fop_BCSS) = 90%.

6.3. Resultados

Para o cálculo do valor da opção de substituição temporária do método de elevação BCSS para *Gas Lift*, utilizou-se a equação [10], onde os resultados estão apresentados na Tabela 2 e na Figura 1.

Tabela 2 – Valor da Opção de Substituição Temporária do Método de Elevação BCSS para *Gas Lift*

Indicadores	Valores
Valor Esperado da Opção	US\$ 5,9 milhões
Valor Esperado da Opção / Investimento Atualizado	21,4 US\$/US\$

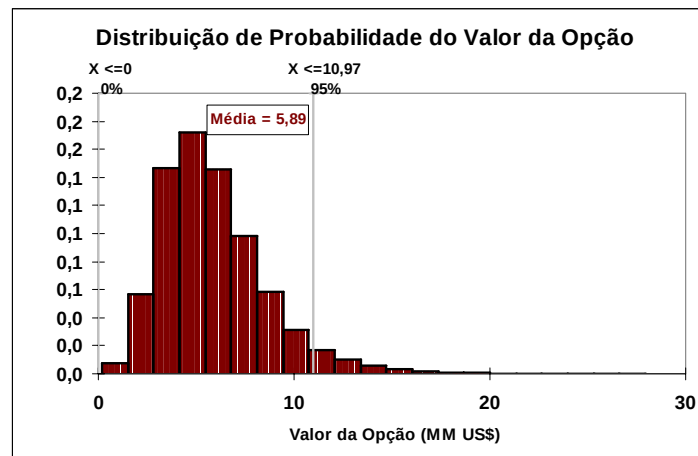


Figura 1 – Distribuição de probabilidade do valor da opção

Pela Tabela 2 pode-se perceber que o valor da opção de substituição temporária de método de elevação é positivo e que para cada US\$ 1,0 de investimento realizado para se ter a opção, é incorporado ao projeto mais de US\$ 20,0. A Figura 1 apresenta a distribuição de probabilidade do valor da opção, onde observa-se que não há a probabilidade do valor da opção ser negativo, pagando, portanto o valor do investimento nos poços para se ter a opção.

7. Conclusão

A Teoria das Opções Reais, pelo fato de considerar as diversas flexibilidades gerenciais existentes nos projetos de desenvolvimento da produção marítima de campos de petróleo, se apresenta como uma alternativa melhor frente à teoria tradicional de fluxo de caixa descontado. A quantificação e incorporação de possíveis ganhos que a flexibilidade proporciona ao projeto é uma prática que deve, cada vez mais, estar presente nas análises dos projetos, uma vez que existe uma grande instabilidade nos movimentos do mercado e conseqüente necessidade de reduzir os riscos.

Uma opção real existente nos projetos de desenvolvimento de campos de petróleo é a opção de substituição ou troca temporária do método de elevação de petróleo BCSS para *Gas Lift*, tendo em vista a indisponibilidade temporária das bombas durante a operação o que dificulta ou impossibilita a produção do óleo sem auxílio da elevação artificial. Esta flexibilidade é de crucial importância para este tipo de projeto, pois o montante de investimentos e custos operacionais envolvidos são elevados, a vida útil do projeto é longa e o retorno deve ser garantido.

A modelagem e quantificação apresentadas desta opção mostram que a mesma tem valor positivo para os dados considerados no estudo de caso e que também pode ser facilmente incorporada, uma vez que não é necessário um alto investimento. Com isso, acarreta em ganho de VPL ao projeto de desenvolvimento da produção do campo, minimiza o risco de perda de produção e, conseqüentemente, de redução do retorno ou até mesmo prejuízo para a empresa.

8. Referências

- AADLAND, R., KOEKEBAKKER, S. & SODAL, S. *The Value of Market Switching Options for Combination Carriers*. 8th Annual International Conference, Montreal, 2004.
- BREALEY, A. R. & MYERS, C. S. *Princípios de Finanças Empresariais*, Portugal, Ed. McGraw-hill, 1988.
- DIAS, M. A. G. *Investimento Sob Incerteza em Exploração & Produção de Petróleo*, Dissertação de Mestrado, PUC-RIO, RJ, 1996.
- DIAS, M. A. G. & ROCHA, K. M. C. *Petroleum Concessions With Extendible Options Using Mean Reversion With Jumps To Model Oil Prices*, 3rd Annual International Conference on Real Options, Wassenaar/Leiden, 2001.
- DIXIT, A. & R. PINDYCK. *Investment Under Uncertainty*. Princeton University Press. 2ª Edição, 1995.
- ECONOMIDES, M.J, HILL, A. D. & ECONOMIDES, C. *Petroleum Production Systems*, Prentice Hall Petroleum Engineering Series, 1993.
- SAWHILL, J. W. *Evaluating Utility Investment Decisions – An Options Approach*, Master of Science in Management, MIT, 1989.
- TAKEZAWA, N. *The Option to Switch Scheduling Priority*, International University of Japan, Niigata, 2001.
- THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Ed. Interciência, 2001.
- TRIGEORGIS, L. *Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*. MIT Press, London, 1996.