

4

PREMISSAS DO MODELO

4.1. Base Teórica do Modelo

Para que se possa avaliar o impacto do regime fiscal sobre o incentivo a investir no desenvolvimento dos campos do pré-sal é necessário modelar o fluxo de caixa antes das taxas e após as taxas sob a incerteza do preço do petróleo. Para a simplificação do modelo, cada regime fiscal analisado terá custos de investimento, custos de operação, custos de abandono e quantidade produzida não-estocásticos. Além disso, será considerado também como produto somente o óleo cru.

A incerteza sobre o preço do petróleo é modelada de duas formas: (1) através de um processo de difusão conhecido como movimento geométrico browniano; (2), através de um processo de difusão contínua com *jumps* conhecida como reversão à média com *jumps*, mas esta questão será discutida mais adiante.

O modelo mais comumente utilizado para se fazer *valuation* é construído sobre a premissa de que é possível estimar o risco sistemático sobre o fluxo de caixa, utilizando esta premissa para calcular a taxa de desconto ajustada ao risco apropriada. No entanto, quando o fluxo de caixa é uma função não-linear dos preços, não é possível adaptar o risco sistemático desses preços ao risco sistemático do fluxo de caixa.

Segundo Lund (1987), muitos regimes fiscais não representam funções lineares em relação aos fluxos de caixa antes de impostos. É dado como exemplo o fato de resultados positivos serem taxados enquanto os prejuízos não são inteiramente recuperáveis. Desta afirmação é possível concluir que o valor dos impostos é igual ao valor máximo entre zero e o percentual do imposto vezes o lucro. Isto é similar ao valor, na data de vencimento, de uma opção de compra (call) dos impostos a receber, com o preço de exercício igual ao zero.

$$TAX_T = \text{Max}[\delta(\pi_T - D_T), 0] \quad (1)$$

Onde δ é a taxa que incide sobre o lucro tributável π_T , e D_T representa as deduções totais permitidas.

Logo, segundo Lund (1987), é possível utilizar a teoria de precificação de opções para fazer o *valuation* destes impostos a receber.

O modelo de avaliação utilizado neste estudo foi introduzido por Lund (1987) e também foi utilizado para um estudo do Banco Mundial sobre o setor de petróleo na China em 2002.

4.1.1. Portfólio Replicante Livre de Risco

O modelo se baseia numa característica utilizada pela maioria dos métodos de *valuation*: partindo do modelo de Black & Scholes (1973), é possível provar que a opção tem o mesmo valor que um portfólio composto de um ativo livre de risco e do seu ativo de risco de referência.

A idéia é transformar o preço deste ativo de risco em um processo que tenha uma taxa de crescimento esperada que ele teria em um mundo livre de risco. Ou seja, numa realidade em que não existe risco, os indivíduos estariam dispostos a manter o ativo em questão em suas carteiras desde que a taxa de crescimento esperada fosse igual à taxa livre de risco.

Cox, Ingersoll e Ross (1985) defendem, através de seu Lema 4, que o preço de equilíbrio de um ativo é dado pelo valor esperado descontado pela taxa livre de risco, quando se leva em consideração que o cenário é ajustado pelo risco. Este ajuste de risco é feito através da redução do *drift* de cada variável pelo prêmio de risco. Esta teoria é aplicada para adaptar a equação utilizada para a estimativa do preço de petróleo a uma realidade livre de risco mais adiante.

4.1.2. Solução pela Simulação de Monte Carlo

Mesmo em um mundo livre de risco não é possível resolver de forma analítica o valor dos impostos a receber. Isto porque, em uma realidade livre de risco, os indivíduos descontam o fluxo de caixa apenas pela taxa livre de risco, impossibilitando a valoração das funções não lineares que derivam do preço.

Sob o mesmo contexto, Majd & Myers (1985) e Jacoby & Laughton (1985) utilizaram uma técnica de simulação conhecida por convergir para o valor correto, esta simulação é chamada de Monte Carlo. Este método foi introduzido

por Cox & Ross (1976) e parte do princípio de que o preço do ativo de referência segue um processo de difusão.

4.2.

Processos Estocásticos

De acordo com Dixit e Pindyck (1994), um processo estocástico pode ser descrito como uma variável que evolui com o tempo e que é, pelo menos em parte, aleatória. Colocando de forma mais formal, o processo estocástico pode ser definido por uma lei da probabilidade para a evolução x_t de uma variável x no intervalo de tempo t .

4.2.1.

Processo de Wiener

O processo de Wiener, também conhecido como movimento Browniano, é um processo estocástico em tempo contínuo com três importantes propriedades:

- Processo de Markov: a distribuição de probabilidade para todos os valores futuros do processo dependem unicamente de seu valor atual, não sendo afetada por valores passados ou qualquer outra informação, ainda que atual. Ou seja, o valor atual da variável é tudo o que se precisa para se fazer a melhor previsão possível de seu valor futuro.
- Incrementos independentes: a distribuição de probabilidade para a mudança no processo em qualquer intervalo de tempo é independente de qualquer outro intervalo.
- Mudanças no processo em qualquer intervalo finito de tempo são normalmente distribuídos, com uma variância que aumenta linearmente com o intervalo de tempo.

Como a distribuição no processo de Wiener deve ser sempre normal, é possível que alguns considerem que os preços são variáveis que não podem ser modeladas através deste processo, já que não podem assumir valores negativos, sendo mais apropriada, então, uma distribuição lognormal. No entanto, esta condição implica apenas que se deve trabalhar com os logaritmos dos preços para fazer a distribuição.

4.2.2. Movimento Geométrico Browniano

O Movimento Geométrico Browniano (MGB), que segue o processo de Wiener, é um processo estocástico relativamente simples. Este pode ser definido pela seguinte equação:

$$\frac{dP}{P} = \alpha dt + \sigma dz \quad (2)$$

Onde α é o parâmetro de tendência da variável, σ é o parâmetro de variância e dz é o incremento de Wiener, definido por:

$$dz = \varepsilon dt \quad (3)$$

Sendo ε normalmente distribuído.

Segundo Dixit & Pindyck (1994), ao se observar o comportamento de uma variável que segue este processo, é possível verificar que no curto prazo a variância é mais determinante no comportamento da variável, mas que no longo prazo a tendência desta variável predomina.

Para adaptar este processo a uma realidade livre de risco, basta substituir o termo de tendência α pelo termo de retorno total do investimento ajustado ao risco. Este termo é calculado a partir da diferença entre a taxa livre de risco r e a *convenience yield* do petróleo δ . A equação que representa o movimento geométrico browniano livre de risco é representada abaixo:

$$\frac{dP}{P} = (r - \delta)dt + \sigma dz \quad (4)$$

A necessidade de considerar a *convenience yield* é devido ao fato de que, segundo Hull (2002), existe um benefício, ou prêmio, associado à posse do ativo físico ao invés de seu contrato ou derivativo. Isso ocorre devido a movimentos irregulares de mercado que fazem com que a posse do ativo físico seja mais lucrativa que a posse de um contrato ou derivativo, provocada pela relativa escassez da oferta em relação à alta demanda.

4.2.3. Reversão à Média com *Jumps*

Uma das críticas à utilização do processo de Movimento Geométrico Browniano para estimar preço de commodities é a de que ele tende a se afastar de seu ponto de partida. Segundo alguns autores, isto pode ser verdadeiro para algumas variáveis econômicas, mas não reflete o comportamento de outras variáveis, especificamente no caso das commodities. No entanto, a hipótese dos preços das commodities seguirem um MGB não pode ser descartada, portanto este estudo analisa os resultados sob as duas teorias com a intenção de comparar os resultados.

Os autores que defendem a utilização do processo de reversão à média se valem de alguns argumentos para validar esta hipótese. Os principais argumentos utilizados são descritos abaixo.

No curto prazo, o preço do petróleo flutua para cima e para baixo em resposta a acontecimentos de mercado, no entanto, a teoria básica de microeconomia diz que no longo prazo o preço tende a retornar ao seu custo marginal de produção ou, “no caso de uma *commodity* cartelizada como o petróleo, o preço que maximiza o lucro no longo prazo buscado pelos administradores do cartel” (Jacoby & Loughton, 1995). Logo, o preço de petróleo deve ser modelado como um processo de reversão à média.

Apesar de ser relativamente recente, o uso do processo de reversão à média para modelar o preço do petróleo, diversos autores defendem esta teoria. Um teste realizado por Pilipovic (1998) mostra que o melhor modelo para estimar o preço futuro do petróleo tipo WTI é a reversão à média do logaritmo do preço. Pindyck & Rubinfeld (1991) mostraram, utilizando o teste de Dickey-Fuller, que a reversão do preço do petróleo tende a ser lenta e rejeitaram a hipótese do movimento geométrico browniano. Os testes econométricos feitos por Bessembinder (1995) também sugerem que a reversão à média deve ser utilizada para modelar o preço do petróleo.

Outra evidência importante de que a reversão à média é um modelo mais adequado para a modelagem dos preços de petróleo vem do mercado futuro. De acordo com Baker, Mayfield e Parsons (1998), foi observado que o preço futuro está caindo se o preço spot está alto e subindo se o preço spot está baixo. Além disso, se o preço seguisse um movimento browniano, a volatilidade do preço futuro deveria ser aproximadamente igual à volatilidade do preço spot, o que não acontece. Na prática, o preço spot é muito mais volátil que o preço futuro.

Dias e Rocha (1999) defendem que não só o preço do petróleo deve ser modelado através de um processo de reversão à média, como deve ser combinado a um choque estocástico (*jump*), que é modelado como um processo de Poisson, para refletir alterações bruscas no preço provocadas por mudanças políticas e/ou econômicas de grande impacto no mercado. Essa combinação também é conhecida como modelo de Poisson-Gaussian.

O *jump* de Poisson pode ser positivo ou negativo, dependendo do tipo de alteração política/econômica que o provoca. Na história é possível encontrar exemplos dessas alterações provocando o *jump* no preço do petróleo: a guerra de Iom Kipur e o embargo ao petróleo árabe em 1973/74, a revolução Iraniana e a guerra entre Irã e Iraque em 1979/80 e a invasão do Iraque ao Kuwait em 1990. Estes acontecimentos são incorporados ao modelo, permitindo um tamanho estocástico para o *jump*.

A equação do modelo utilizado para a reversão do preço do petróleo que foi utilizada por Dixit e Pindyck (1994) e Metcalf e Hassett (1995) é demonstrada a seguir:

$$\frac{dP}{P} = \eta(\bar{P} - P)dt + \sigma dz \quad (5)$$

Este modelo tem o mesmo valor de previsão esperado que o processo aritmético Ornstein-Uhlenbeck com *jumps* discretos para uma variável estocástica $P(t)$.

$$\frac{dP}{P} = \eta(\bar{P} - P)dt + \sigma dz + dq \quad (6)$$

$$dq = 0, \text{ com probabilidade } 1 - \lambda dt \quad (7)$$

$$\Phi - 1, \text{ com probabilidade } \lambda dt$$

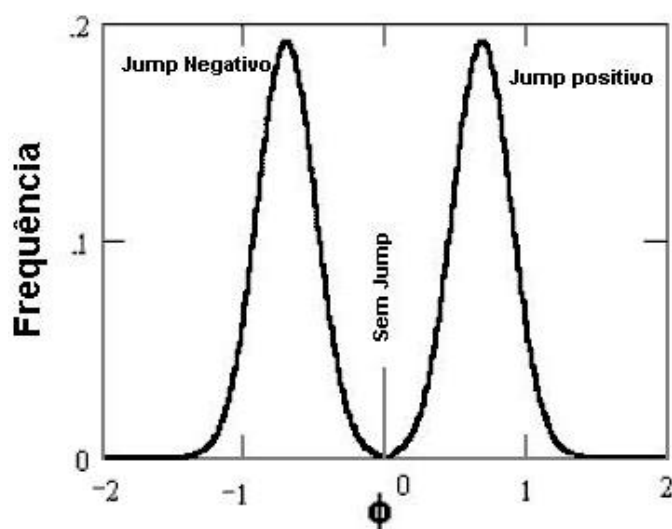
$$k = E(\Phi - 1) \quad (8)$$

A equação que representa a variação do preço do petróleo $\frac{dP}{P}$ é composta por três termos: o primeiro representa o movimento de reversão à média, ou seja, representa a tendência do petróleo retornar ao equilíbrio médio de longo prazo $\bar{P}$ com a velocidade de reversão η . Já o segundo termo apresenta a

incerteza contínua dada pela volatilidade σ . Por fim, o terceiro e último termo é o *jump*, com o parâmetro de chegada de Poisson λ (há uma probabilidade λdt de ocorrer um *jump* discreto). Além disso, o *jump* tem um tamanho aleatório, Φ tem uma distribuição probabilística especial com média $k+1$, que é representada por duas distribuições normais truncadas, uma para o *jump* positivo e outra para o *jump* negativo.

A figura a seguir representa as duas distribuições citadas.

Figura 4-1 – Distribuição Aleatória de Jumps



Fonte: DIAS, M.A.G.; *Real Options Approach to Petroleum Investment*

Dado um evento anormal, o *jump* tem a mesma probabilidade de ser positivo ou negativo. Para simplificar o modelo, Dias (2009) assume que o tamanho do *jump* é igual tanto se o evento for positivo quanto se ele for negativo, assim o valor esperado do *jump* é zero, não sendo necessário utilizar o modelo de compensação de Poisson já que o valor esperado de $P(t)$ é independente do *jump*.

Outro ponto importante para fazer a modelagem do preço do petróleo é determinar com que velocidade este preço reverte para o seu preço médio de equilíbrio de longo prazo. Para realizar esta estimativa, assim como a do preço médio de equilíbrio de longo prazo e a volatilidade, exclui-se da equação 6 o termo que representa o *jump* para torná-la um processo auto-regressivo de primeira ordem. Isso torna possível, segundo Dixit & Pindyck (1994), estimar estas variáveis através da regressão a seguir.

$$x_t - x_{t-1} = a + bx_{t-1} + \varepsilon_t \quad (9)$$

Então é possível estimar o valor das variáveis a partir das seguintes equações:

$$\bar{x} = \frac{-a}{b} \quad (10)$$

$$\eta = -\ln(1 + b) \quad (11)$$

$$\sigma = \sigma_\varepsilon * \sqrt{\frac{\ln(1+b)}{\ln(1+b)^2}} - 1 \quad (12)$$

Onde σ_ε é o desvio padrão da regressão.

Para adaptar o processo de reversão à média a uma realidade livre de risco, Dias (2009) adaptou o modelo adotado por Schwartz (1997) da seguinte forma:

$$\frac{dP}{P} = \eta \left[\left(\bar{P} - \frac{\mu\sigma}{\eta} \right) - P \right] dt + \sigma dz^* + dq \quad (13)$$

Subtraindo o termo $\frac{\mu\sigma}{\eta}$ do preço médio de equilíbrio de longo prazo $\bar{P}$, é obtido o processo de reversão à média neutro a risco. Onde $\mu\sigma$ é o prêmio de risco e μ é definido como o preço de mercado de risco para o ativo base. O termo dz^* é o incremento de Wiener sob a probabilidade neutra a risco e esses parâmetros podem ser calculados através das equações abaixo:

$$\mu = \frac{(r_m - r_f)}{\sigma_m} \quad (14)$$

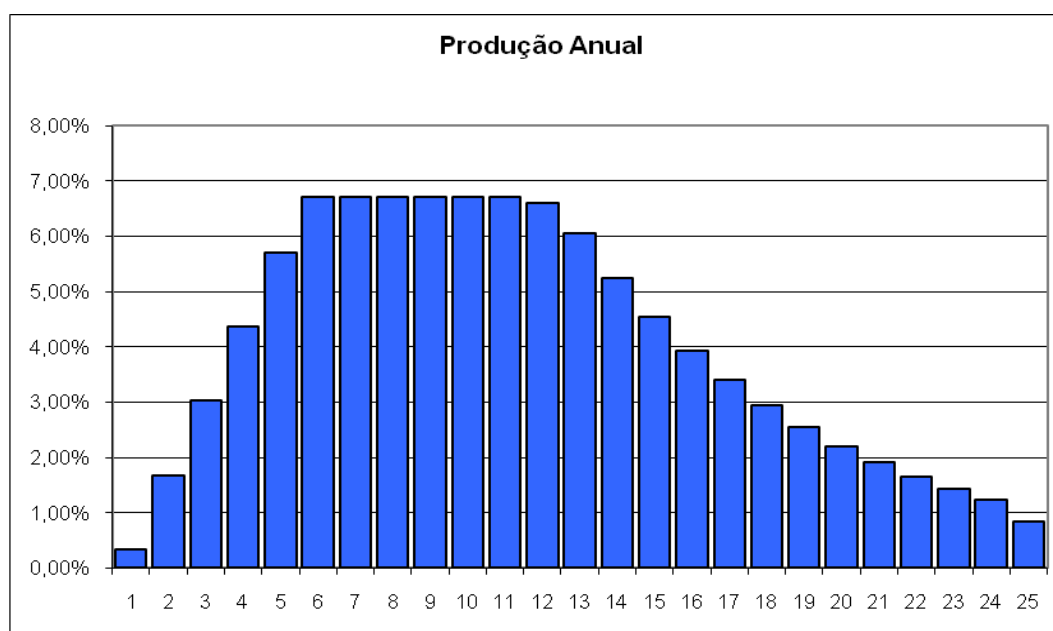
$$dz^* = dz - \mu dt \quad (15)$$

Onde r_m é a taxa de retorno de mercado para o ativo base (barril de petróleo) e σ_m é a volatilidade do preço do ativo base.

4.3. Características da Unidade Produtora

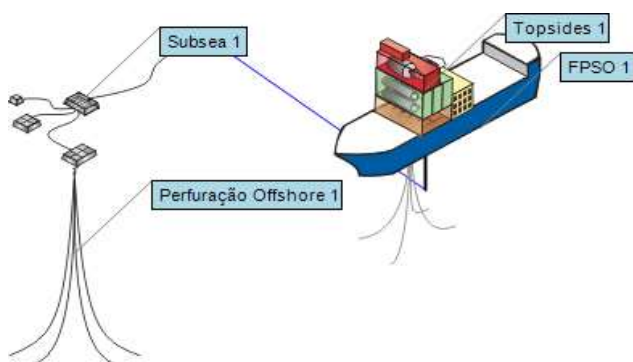
O ponto de partida para realizar uma estimativa do fluxo de caixa do projeto é determinar o nível de produção anual. É assumido que cada campo avaliado possui uma vida útil distinta e são analisadas quatro curvas de produção com o objetivo de mensurar a distorção provocada pelos impostos no nível de investimento a ser realizado pelas empresas exploradoras. O nível de produção do campo base, estabelecido em 2,5 bilhões de barris recuperáveis, é demonstrado no gráfico a seguir e os volumes detalhados encontram-se no Anexo III deste estudo.

Figura 4-2 – Curva de Produção



O desenvolvimento da produção do caso base, com expectativa de um campo produtor com 2,5 bilhões de barris recuperáveis, requer 105 poços de produção, 10 poços de injeção de gás e 42 poços de injeção de água para manter o nível de pressão dentro do reservatório adequado para a produção de petróleo durante toda a vida útil do projeto.

Dada a profundidade dos campos da região do pré-sal, o tipo de esquema de produção a ser adotado é um *subsea* combinado a uma FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), que é uma unidade flutuante destinada ao processamento e armazenamento do óleo (ou gás) produzido em campos *offshore* até que este possa ser enviado a outras unidades em terra. O esquema a seguir ilustra o esquema de produção dos campos na região do pré-sal.

Figura 4-3 – Esquema de Produção

Fonte: QUE\$TOR 9.4

Misturado no óleo produzido estão ambos CO_2 (gás carbônico) e H_2S (gás sulfídrico), que fazem com que seja necessário o uso de inibidores de corrosão. Como o óleo encontrado nesta região é leve, não é necessária a utilização de componentes químicos para melhorar a viscosidade.

A unidade de produção também necessita de um gerador de emergência e bombas de água, ambos movidos a diesel. Uma quantidade adicional de diesel é utilizada para atividades de limpeza e manutenção da unidade de produção.

Os processos de manutenção da unidade envolvem a substituição ou limpeza de filtros, consertos em geral nas linhas produtivas, recalibragem de equipamentos, entre outros. Uma vez a cada cinco anos a produção é interrompida por aproximadamente dez dias para que a inspeção e manutenção de toda a unidade sejam efetuadas.

A mão-de-obra utilizada trabalha em regime de turnos e o nível de pessoal requerido se mantém praticamente constante durante todo o período de produção do campo, com exceção do primeiro ano quando é feita a instalação dos equipamentos e a cada cinco anos durante o processo de manutenção. A necessidade de pessoal extra é suprida pela contratação de pessoal terceirizado.

Por último, é considerado um custo de seguro sobre todo o capital investido.

4.4.

Custos de Exploração, Desenvolvimento e Produção

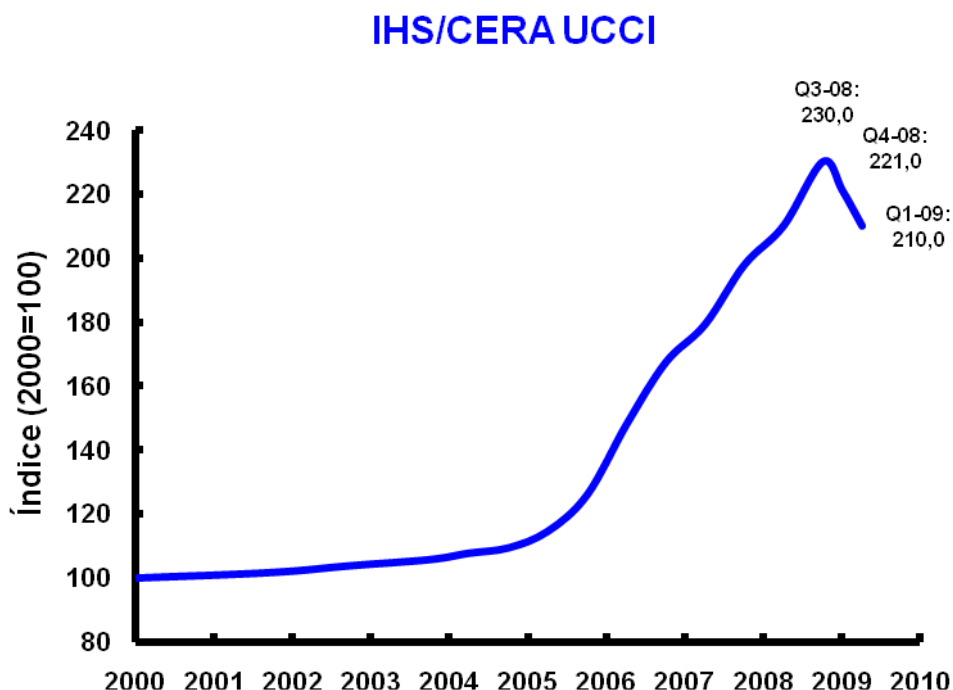
Os custos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo aumentaram significativamente desde 2000. O índice UCCI (*Upstream Capital Costs Index*) da CERA/IHS, que mede custos associados à construção de novas

instalações de exploração de óleo e gás, registrou um aumento de 6% somente do terceiro quarto de 2007 ao primeiro quarto de 2008 e de 9,2% do primeiro trimestre ao terceiro trimestre de 2008. Este aumento é explicado pela combinação de uma alta atividade de produção em toda a indústria e a restrição da oferta e da distribuição de equipamentos.

No entanto, com a crise econômica mundial em 2008 a indústria petrolífera foi severamente castigada com uma queda brusca do preço do barril de petróleo, o que provocou uma diminuição significativa no nível de investimentos no setor, refletindo nos indicadores de custos em 2009. Em relação ao terceiro trimestre de 2008, quando o índice atingiu seu valor mais elevado, houve uma queda de 8,70% durante o último trimestre de 2008 e o primeiro de 2009.

O gráfico a seguir demonstra a evolução do UCCI nos últimos anos até atingir o nível recorde no terceiro quarto do ano de 2008 e retornar a um patamar mais baixo no início de 2009.

Figura 4-4 – Índice de Custo de Capital

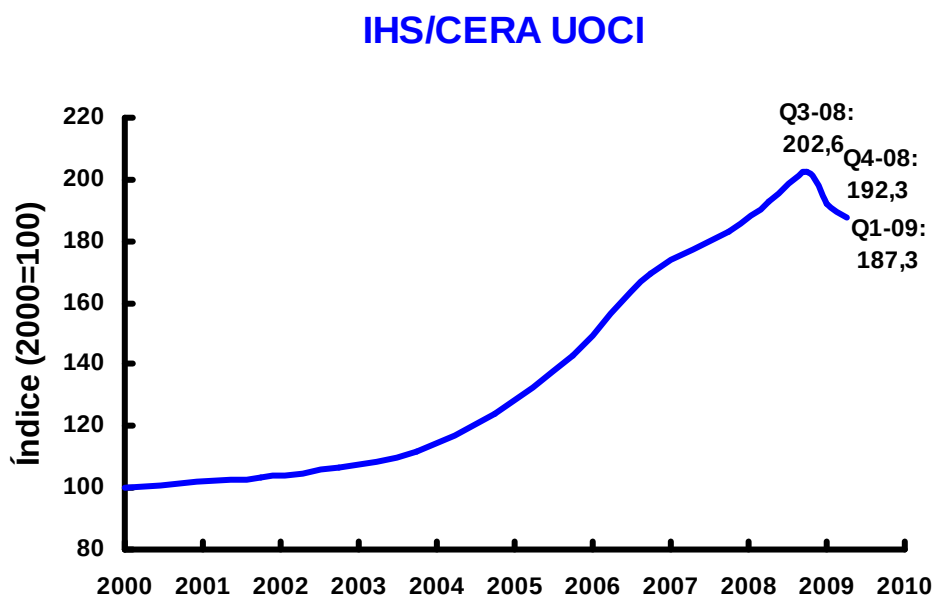


Fonte: Cambridge Energy Research Associates

Outro indicador da IHS/CERA relevante para a análise dos custos do setor de exploração e produção de petróleo é o UOCI (*Upstream Operating Costs Index*), que mede a variação dos custos operacionais de campos de produção de petróleo e gás natural. Assim como o UCCI, o UOCI vinha traçando uma

trajetória ascendente, atingindo um nível recorde de 202,6 no terceiro trimestre de 2008 e reduzindo seu patamar a partir do último quarto de 2008 devido à crise econômica. Até o final do primeiro trimestre de 2009 houve uma queda de 7,52% em comparação ao pico de 2008. O gráfico a seguir demonstra a trajetória deste índice.

Figura 4-5 – Índice de Custo Operacional



Fonte: Cambridge Energy Research Associates

Os valores destes índices são indexados ao ano 2000, o que quer dizer que o preço de um equipamento que custava 100 dólares em 2000 custaria 210 dólares ao final do primeiro trimestre de 2009 e um custo operacional que representava 100 dólares em 2000 chegou a um valor de 187,30 dólares em 2009.

A IHS desenvolve um software capaz de estimar custos operacionais e de investimento para projetos de *upstream* tanto *onshore* quanto *offshore*. Para a estimativa dos custos operacionais e de investimento que compõem o fluxo de caixa deste estudo foi utilizado o QUESTOR 9.4.

Os primeiros custos que incorrem quando uma empresa começa o desenvolvimento de uma região são os custos exploratórios. Estão incluídos nesta categoria os custos de aquisição de concessão de blocos exploratórios, aquisição e interpretação de dados sísmicos e perfuração de poços exploratórios e poços de avaliação.

Após o período de exploração tem início a fase de desenvolvimento da produção. Nesta fase incorrem custos de perfuração de poços produtores e de instalação da unidade produtora (plataforma), capaz de separar, processar e armazenar a produção.

Por último tem início a fase de produção, na qual podem ser identificados custos de mão-de-obra operacional, gerência e supervisão do projeto, manutenção, combustível e eletricidade e despesas administrativas gerais.

Para o projeto base com expectativa de 2,5 bilhões de barris recuperáveis, a estimativa desenvolvida através do programa é de que os custos de exploração e desenvolvimento sejam de US\$4,83 por barril e os custos de produção de US\$6,73 por barril, incluindo os custos de abandono chega-se a um total de US\$11,64 por barril. A tabela a seguir apresenta o resumo das características do projeto e as estimativas de custo para todas as curvas analisadas neste estudo.

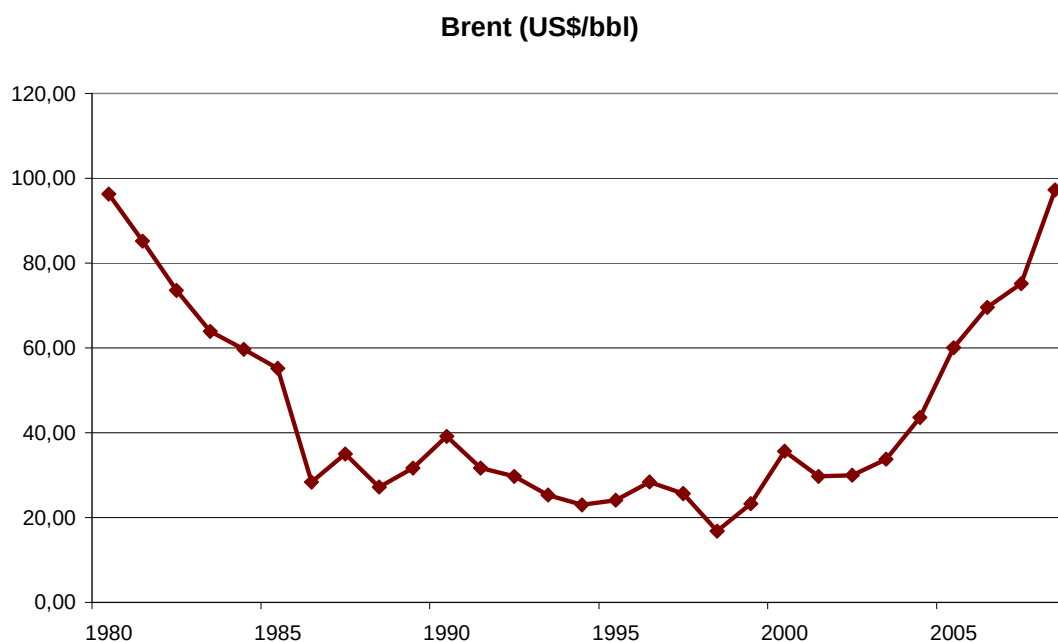
Tabela 4-1 – Estimativa de Custos

Tamanho do campo (bbl bilhões)	Poços de produção	Poços de injeção	Custos de operação (US\$/bbl)	Custos de investimento (US\$/bbl)	Vida útil do campo (anos)
3,0	125	60	7,09	4,66	27
2,5	105	52	6,73	4,83	25
2,0	84	43	6,94	5,56	23
1,5	63	34	6,25	3,82	21

A premissa adotada é de que serão utilizadas plataformas capazes de produzir 150.000 barris por dia cada.

4.5. Preço do Petróleo

Para este estudo foi utilizada a série média anual de preços do petróleo tipo Brent do ano de 1980 até 2008. O gráfico a seguir representa a evolução da cotação do Brent ao longo do tempo, trazida a dólares de 2008.

Figura 4-6 – Preço do Barril de Petróleo Tipo Brent

Fonte: British Petroleum

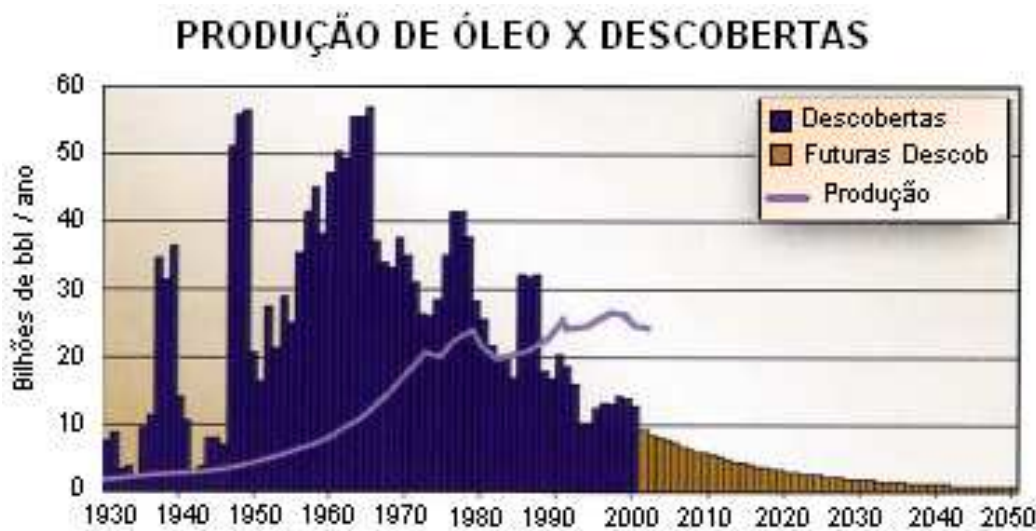
Apesar do fácil acesso às cotações históricas do petróleo, estimar o seu preço de equilíbrio de longo prazo não é tão simples. Uma análise puramente estatística deste preço de equilíbrio pode gerar distorções. Uma solução melhor seria fazer esta estimativa através da teoria dos jogos. Outras referências são o preço de longo prazo da OPEP (Organização dos Países Exploradores de Petróleo) até o início dos anos 2000 de US\$22/bbl e o custo marginal de produção de países não-OPEP, que girava em torno de US\$19/bbl.

Ross (1999) encontrou um preço de equilíbrio de US\$19/bbl utilizando dados da NYMEX (New York Mercantile Exchange) de 1995 a 1997. Baker (1998) estimou o preço médio de equilíbrio em US\$18,86/bbl, mas utilizou o valor de US\$20/bbl para a média inicial de equilíbrio de longo prazo em seu estudo. Bradley (1998), Cortazar & Schwartz (1996) e Dias & Rocha (2001), também adotaram a premissa de que o preço médio de equilíbrio de longo prazo para o petróleo é de US\$20/bbl.

No entanto, as cotações mais recentes deste indicam uma possível mudança de patamar para os preços do Brent. Mesmo frente à crise mundial que provocou uma grande desaceleração econômica e gerou uma oferta excessiva de óleo e estoques em nível elevadíssimo, o preço do petróleo não caiu abaixo do patamar de cerca de US\$40/bbl. Este comportamento pode ser explicado pela taxa de crescimento da demanda vir superando a taxa de descoberta de

novos campos de petróleo nos últimos anos, fenômeno que já era observado pela International Petroleum Encyclopedia de 2004 conforme consta no gráfico abaixo:

Figura 4-7 – Ritmo de produção x descoberta de novas reservas



Fonte: International Petroleum Encyclopedia

Por esse motivo este estudo adota a premissa de preço médio de equilíbrio de longo prazo do petróleo tipo Brent mais alta. Uma análise realizada a partir dos dados históricos de 1980 a 2008 indicaram uma média de longo prazo de US\$49,21/bbl, sendo então este o valor adotado para o cálculo do preço.

Outro passo importante para modelar o preço do petróleo é estimar o valor da taxa de retorno do ativo base. Para a simplificação do modelo, este estudo parte do pressuposto de que esta taxa de retorno é de 10%aa, que equivale à taxa de desconto oficial utilizada para reportar o valor presente de reservas provadas de óleo aos investidores.

A partir desta premissa também é possível estabelecer o valor da margem de conveniência, já que, segundo Dias & Rocha (2001), o valor de p pode ser definido pela seguinte equação:

$$\rho(t) = \delta(t) + \eta(\bar{P} - P) \quad (16)$$

Onde p é a taxa de retorno do ativo base e δ é a *convenience yield* desta commodity.

Para uma situação de equilíbrio, na qual o preço spot é igual à média de longo prazo, $p(t) = \bar{p}$ (t). Assim, a margem de conveniência do preço de petróleo adotada também é igual a 10%aa.

Assim, a tabela a seguir apresenta o resumo de todos os parâmetros utilizados para estimar o preço de petróleo no período pelo qual o projeto se estende.

Tabela 4-2 – Parâmetros utilizados

Parâmetro	Notação	Valor
Média de Longo Prazo do Brent (US\$/bbl)	$\bar{p}$	49,21
Volatilidade do processo de Reversão à Média (% aa)	σ_{RM}	25,59
Velocidade de reversão ((\$/bbl) ⁻¹ .ano ⁻¹)	η	0,1432
Taxa de desconto ativo base (% aa)	ρ	10,00
Taxa livre de risco (% aa)	r	5,00
Frequência anual de <i>jumps</i>	λ	0,15
Tamanho do <i>jump up</i>	k_u	LN(2)
Tamanho do <i>jump down</i>	k_d	-LN(2)
Volatilidade do processo de MGB (%aa)	σ_{MGB}	24,23
<i>Convenience yield</i> (% aa)	δ	10,00