

EVIDENCIAÇÃO CONTÁBIL E AS AVALIAÇÕES PELO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO E PELA TEORIA DE OPÇÕES: UM ESTUDO APLICADO À INDÚSTRIA PETROLÍFERA MUNDIAL

Carlos Roberto de Godoy (FEARP-USP)

Av. dos bandeirantes, 3900 – Ribeirão Preto (SP), e-mail: crgodoy@usp.br

RESUMO

Para as empresas que exploram e produzem petróleo, a descoberta de uma nova jazida mineral é um fator econômico extremamente importante, na verdade, representa o principal evento econômico desse setor. As reservas petrolíferas são os ativos que viabilizam a existência da empresa que explora e produz petróleo, porém esse ativo não vem sendo adequadamente evidenciado nas demonstrações contábeis, portanto, a avaliação e a evidenciação adequada desse ativo são fundamentais para manutenção e desenvolvimento das empresas do setor. A avaliação pelo fluxo de caixa descontado (FCD) aplicado às reservas provadas de óleo e gás, que teoricamente parecia ser a melhor forma de avaliação das atividades de exploração e produção de petróleo (E&P), não se mostrou uma boa medida de avaliação em quaisquer das empresas pesquisadas. A deficiência em capturar o valor das flexibilidades gerenciais existentes na atividade de E&P faz com que a técnica de FCD seja usada com parcimônia. Neste trabalho, a teoria de opções (opções reais) aplicada aos ativos ligados a exploração e produção de petróleo (ativos reais) foi usada para avaliar as flexibilidades gerenciais possuídas pelas empresas no desenvolvimento de reservas provadas do mineral, apresentou-se como uma ferramenta superior de avaliação da atividade.

Opções Reais, Fluxo de Caixa Descontado, Contabilidade para o Setor Petrolífero.

INTRODUÇÃO

O dilema vivido pelos investidores está em descobrir quais são as informações existentes no mercado, que conjugadas com as informações das empresas, possam gerar avaliações mais coerentes e, conseqüentemente, decisões mais precisas de investimentos. A “celeuma” é agravada quando o capital dos investidores é direcionado às empresas que exploram e produzem óleo e gás (petrolíferas), já que a utilidade das informações exigidas e divulgadas pelas empresas do setor há muito tempo são questionadas (BIERMAN, DUKES e DYCKMAN, 1974; NAGGAR, 1978; DEAKIN, 1979; ADKERSON, 1979; CONNOR, 1979; MAGLIOLO, 1986; HARRIS e OHLSON, 1987 e 1990; DORAN, COLLINS, CLINCH e MAGLIOLO, 1992; JOHSEN, PAXSON e RIZZUTO, 1996).

As discussões sobre a qualidade das informações contábeis fornecidas ao mercado pelas empresas que exploram e produzem óleo e gás, atentam às deficiências dos princípios de contabilidade geralmente aceitos nos Estados Unidos e internacionais para o setor. As preocupações e os anseios dos usuários dessas informações têm conduzido a exigência de evidenciação de dados complementares referentes ao valor e aos custos de exploração das reservas de óleo e gás. A justificativa para a necessidade de divulgação desses dados complementares é a de que devem ser fornecidas aos usuários das demonstrações contábeis, particularmente para os investidores, informações que reflitam a capacidade da empresa de localizar reservas de petróleo economicamente viáveis e na apresentação do valor de seus ativos minerais.

Como resposta às necessidades crescentes dos investidores de avaliarem corretamente os ativos para que possam tomar decisões mais precisas de investir e/ou desinvestir em determinada empresa do setor petrolífero, necessidade essa influenciada sobremaneira pelo grande poder econômico e político exercido pelo setor na economia e na política mundial, os modelos de avaliações precisam ser testados para que se aproximem ao máximo da realidade econômica das empresas que exploram recursos minerais, para isso a questão do estudo é:

Com base nas demonstrações contábeis e nas informações do mercado, que metodologia (técnica, modelo ou abordagem) de avaliação proporciona maior poder informacional para a tomada de decisões na atividade de exploração e produção de petróleo?

A descoberta de reservas de petróleo ocorre como conseqüência da exploração; a produção dessas reservas usualmente inicia-se depois da descoberta e termina muitos anos depois quando o poço ou campo é abandonado. Devido à natureza intertemporal da ocorrência das receitas e dos custos, a especificação dos gastos com exploração e produção depende dos custos e preços presentes, e principalmente de suas expectativas futuras (GRIFFIN, 1988). Portanto, o uso do custo de extração e do preço de venda, baseados nas condições operacionais e econômicas do final de um determinado ano fiscal, acompanhados da utilização de uma taxa de desconto única e fixa, respectivamente, para as reservas provadas de todas as empresas (SFAS nº 69), tenta solucionar a falta de evidenciação desejada pelos investidores e analistas (NAGGAR, 1978; SFAS nº 69, 1982),

mas também pode representar um trabalho insano e sem crédito (HARRIS e OHLSON, 1987 e 1990).

REFERENCIAL TEÓRICO

O objetivo essencial da divulgação financeira é o fornecimento de informações para permitir que os investidores, particularmente aqueles desprovidos de autoridade para especificar a informação que desejam, sejam capazes de prever os fluxos futuros de caixa da empresa. Entretanto, no setor petrolífero, as informações contábeis com base no custo histórico, parecem estar muito mais longe de auxiliar as decisões econômicas do que em outros setores industriais (NAGGAR, 1978; JOHNSEN, PAXSON, e RIZZUTO, 1996), mas com a utilização de técnicas de análises financeiras tradicionais e mais sofisticadas os investidores procuram superar as dificuldades encontradas na evidência das informações.

Fluxo de Caixa Descontado e Valor Presente Líquido

Das duas fontes de que decorre o valor da empresa: ativos existentes e oportunidades esperadas de crescimento futuro, a primeira é capturada nos fluxos de caixa correntes, enquanto o valor da segunda é refletido na taxa de crescimento esperada. No caso de empresas que possuem opções sobre ativos, isto é muito difícil de ser avaliado, uma vez que essas opções podem não produzir resultados a não ser muito além do período de estimativa dos fluxos de caixa.

A tradicional regra do VPL assume implicitamente que utiliza um cenário esperado de fluxos de caixa, e presume a inércia dos gestores diante das estratégias operacionais. Entretanto, no cenário atual, caracterizado pelas mudanças, incertezas, e interações competitivas, a realização do fluxo de caixa poderá ser diferente do que os gestores inicialmente esperavam. Novas informações aparecem a cada instante e as incertezas sobre as condições do mercado e dos fluxos de caixa são gradualmente resolvidas ou adaptadas; o gestor pode possuir uma flexibilidade em alterar sua estratégia operacional para que possa capitalizar a maior parte das oportunidades favoráveis que possam surgir ou mesmo reduzir as perdas iminentes durante a execução de um projeto de investimento. O gestor pode, por exemplo, diferir, expandir, contratar, abandonar, ou qualquer forma de alterar um projeto que normalmente sofre alterações em suas variáveis durante a sua vida útil operacional.

A habilidade de alterar o curso estratégico ou tático de qualquer forma de investimento, em resposta a novas informações, pode contribuir significativamente com a agregação de valor para a empresa. Segundo Buckley et.al. (2002, pg 513), essa forma de flexibilidade pode dar mais significado ao estágio inicial de avaliação do investimento, pois os investimentos que apresentam essas flexibilidades, possuem todas as características de uma opção.

A capacidade de adaptação às condições de mercado reflete dois componentes de valor: o tradicional (estático ou passivo) VPL dos fluxos de caixa e o valor das opções de operacionalizar e se adaptar as estratégias (flexibilidades). Esse raciocínio exprime a idéia do VPL expandido pelo valor das opções possuídas, assim:

$$\text{VPL Expandido} = \text{VPL dos fluxos esperados de caixa} + \text{Valor das opções} \quad (1)$$

O valor presente líquido ou fluxo de caixa descontado trata apenas de fluxos de caixa previstos, descontados a uma taxa constante, pois se considera que o risco continuará o mesmo ao longo da vida do projeto. Dixit e Pindyck (1994, p. 4) afirmam que a teoria do valor presente líquido é uma teoria ortodoxa de investimentos e ela não tem dado a devida importância nas implicações qualitativas e quantitativas das interações entre a irreversibilidade, a incerteza, e a escolha do momento ideal para se realizar um investimento.

Opções Financeiras e Opções Reais

Existem opções de ações de empresas, índices do mercado de ações, algumas mercadorias e moedas. Todas estas opções são chamadas de opções financeiras, pois estão relacionadas a contratos financeiramente negociados. As opções reais são oportunidades possuídas que possibilitam realizar alguma ação que agregue valor a algum ativo real.

Trinta e dois anos após a publicação do trabalho seminal de Black e Scholes para avaliação de opções financeiras, o modelo por eles desenvolvido continua sendo a referência para a precificação de opções. No modelo desenvolvido, os direcionadores-chaves que dão valor a uma opção são (BUCKLEY et al, 2002, p. 514):

- Valor intrínseco: a diferença entre o valor de mercado da ação e o preço de exercício da opção. Se esta diferença prover uma oportunidade lucrativa, a opção tem valor intrínseco positivo, pois o detentor irá realizar seu direito. Se a diferença for negativa, o que representaria uma perda, entretanto, neste caso o valor intrínseco é nulo ou zero, pois o comprador não exercerá a opção.
- Tempo: o espaço de tempo em que a opção é expirada.
- Volatilidade: a extensão das oscilações de preços da ação.
- Taxa de juros: comprar ações diretamente no mercado com dinheiro e através de opções apresenta diferentes distribuições do fluxo de caixa no tempo, por essa razão a taxa de juros é relevante.

Os direcionadores de valor de uma opção real são bem similares aos das opções financeiras, eles podem ser observados na ilustração 1.

Ilustração 1 – Variáveis Chaves das Opções Financeiras e Reais

Opções Financeiras (Compra)	Variáveis	Opções Reais
------------------------------------	------------------	---------------------

Preço de exercício	X	Gastos necessários para adquirir os ativos
Preço da ação	S	Valor presente dos ativos operacionais a serem adquiridos
Tempo de expiração	T	Duração do tempo que a decisão pode ser diferida
Variância dos retornos da ação	σ^2	Nível de risco dos ativos operacionais
Taxa de retorno livre de risco	Rf	Valor do dinheiro no tempo

OPÇÕES REAIS NO SETOR PETROLÍFERO

Quando uma empresa do setor petrolífero decide por explorar uma determinada área com potencial para se encontrar óleo e/ou gás, ela está exercendo uma opção de explorar ao invés de esperar até que o preço do petróleo suba ou que algum fator permita a redução dos seus custos de desenvolvimento e/ou de extração.

A exploração envolve a contemplação da área que será alvo das pesquisas de reservas potenciais, o que implica na participação em leilões governamentais públicos de arrendamento de áreas. Subseqüentemente, no sucesso da licitação (leilão) é necessário completar as pesquisas sísmicas e proceder as perfurações para se medir inicialmente a presença de óleo e/ou gás em um determinado campo.

Depois do sucesso nas etapas anteriores e de que as circunstâncias futuras são suficientemente prósperas, o operador (empresa) pode iniciar a extração das reservas de óleo e/ou de gás. Conseqüentemente, os investimentos no setor petrolífero (E&P) podem ser modelados como opções compostas múltiplas, onde em cada estágio há uma opção para se completar o estágio seguinte (PADDOCK, SIEGEL e SMITH, 1988). Para encerrar a avaliação da propriedade petrolífera é necessário que se contemplem todos os fluxos de caixa atribuídos aos três estágios.

Num investimento no setor petrolífero, o ativo-objeto é o recurso e o valor do ativo é baseado em duas variáveis: a quantidade de reservas disponível e o preço do petróleo (*spot*). Para se efetuar o desenvolvimento das reservas provadas de um campo é necessário incorrer em altos custos, e a diferença entre o valor das reservas possivelmente extraídas e este custo de desenvolvimento é o lucro do operador (empresa). Assim o valor presente das reservas é similarmente representado por (*S*) e o custo de desenvolvimento por (*X*) e, os retornos potenciais de uma opção sobre as reservas provadas podem ser expressos como:

- Se $S > X$, o resultado é $= S - X$
- Se $S \leq X$, o resultado é $= 0$.

Desta forma, os investimentos na exploração e produção de óleo e gás tem uma função resultado semelhante a de uma opção de compra (ilustração 2).

Para que se possam avaliar investimentos na atividade de exploração e produção de petróleo (E&P) como opções, são necessárias algumas pressuposições sobre as variáveis que direcionam o valor de uma opção:

Ilustração 2 – Opções Financeiras e Opções Reais no Setor Petrolífero

Opções Financeiras por B&S	Opções Reais no Setor Petrolífero
<i>Valor do ativo-objeto (ação)</i>	<i>Valor presente das reservas provadas estimadas (S)</i>
<i>Preço de exercício da opção</i>	<i>Custo total estimado para desenvolvimento das reservas estimadas (X)</i>
<i>Taxa de juros livre de risco</i>	<i>Taxa de juros livre de risco (rf)</i>
<i>Volatilidade do ativo-objeto (ação)</i>	<i>Variabilidade no preço do petróleo e/ou a variabilidade na estimativa de reservas provadas (σ ou σ^2).</i>
<i>Tempo de expiração da opção</i>	<i>Período de devolução das reservas, ou a estimativa de quando as reservas serão exauridas, dado o nível atual de produção (t).</i>
<i>Rendimento de dividendos</i>	<i>Receita anual líquida de produção estimada como percentual do valor da reserva.</i>

Fonte: Adaptado de Paddock, Siegel e Smith (1988, p. 488)

Importante observar que da mesma forma que os dividendos reduzem o valor de uma ação e produzem um fluxo de caixa para os acionistas, a produção de óleo ou gás esvazia o reservatório e reduz o valor das reservas provadas de petróleo, criando um fluxo de caixa sobre o ativo. A receita líquida gerada na produção como um percentual sobre o valor de mercado da reserva é equivalente ao rendimento dos dividendos e, portanto, deve ser tratada da mesma forma como se calculam os valores de opções financeiras (Damodaran, 2001, p. 474).

Para se avaliar as reservas provadas de óleo e gás de uma empresa utilizando a abordagem de opções é necessário identificar o volume de reservas que apresenta a flexibilidade que se deseja avaliar. O volume que não apresenta flexibilidade deve ser avaliado de acordo com a abordagem tradicional do fluxo de caixa descontado, já o volume que apresenta a flexibilidade deve ser avaliado pela mesma técnica que se utiliza para avaliar opções financeiras, pela forma binomial ou pelo modelo de Black-Scholes.

CARACTERIZAÇÃO DA AMOSTRA E COLETA DE DADOS

As empresas do setor petrolífero estudadas nesta pesquisa foram divididas dois grupos:

1. Empresas que no passado, até 2002, foram alvo de algum processo de fusão ou aquisição e, que tiveram suas operações combinadas com outras empresas do setor (Grupo 1).
2. Empresas que em 2002 operavam normalmente no setor (Grupo 2).

As 10 empresas ou transações do grupo 1 foram obtidas nas informações sobre fusões e aquisições de empresas no setor petrolífero, fornecidas pela empresa de consultoria Scotia Group Inc., especializada no setor petrolífero. A amostra foi colhida levando como prioridade: a) a proximidade temporal com esta pesquisa; b) a existência de quantidade considerável de reservas provadas de petróleo; c) a disseminação do nome no mercado; e d) a existência de dados na SEC ou na empresa resultante da fusão. Os dados sobre as empresas e transações do grupo 1 estão na ilustração 3 a seguir:

Ilustração 3 – Dados das Empresas do Grupo 1

Empresa Compradora	Empresa Comprada	Ano	Valor Negociado (bilhões US\$)	Ativo Não O&G (bilhões US\$)	Valor O&G (bilhões US\$)	Reservas Provadas (milhões de Barris)
Exxon	Mobil	1998	97.000	23.083	73.917	7.356,67
BP	Amoco	1998	48.200	17.807	30.393	5.993,00
Chevron	Texaco	2000	45.300	16.082	29.218	4.900,00
Phillips	Conoco	2001	35.200	6.919	28.281	3.576,50
BP	Arco	1999	27.600	7.520	20.080	4.595,00
El Paso	Coastal	2000	15.700	12.094	3.607	634,88
Anadarko	Union Pac	2000	6.800	780	6.021	950,57
Total	PetroFina	1998	12.700	7.247	5.453	892,94
Devon	Sta Fé	2000	3.350	52	3.298	386,32
Devon	Mitchell	2001	3.900	607	3.293	429,62

As empresas desse primeiro grupo serviram para alimentar o valor justo (*fair value*) das reservas provadas de petróleo.

O valor negociado nestas transações de fusões e aquisições foi ajustado para tentar refletir o valor das reservas provadas adquiridas pelas empresas compradoras. Do valor divulgado na negociação da empresa como um todo (coluna “valor negociado” na ilustração 3) foi reduzido o valor contábil dos ativos dos segmentos alheios ao segmento de exploração e produção (ativo não O&G), para se encontrar um valor aproximado do segmento de E&P (valor O&G) para cada uma das empresas adquiridas ou fundidas.

$$VOG = VN - NOG \quad (2)$$

onde: *VOG*: é o valor justo (*fair value*) das reservas provadas de óleo e gás (ou o valor da atividade de E&P) de cada uma das empresas do grupo 1; *VN*: é o valor total da negociação; *NOG*: valor contábil (*book value*) dos ativos alheios à atividade de E&P.

O valor encontrado de *VOG* (sexta coluna da ilustração 4) para cada uma das dez empresas do grupo 1 foi regredido (regressão linear simples) pelas reservas provadas (sétima coluna) das empresas compradas e chegou-se na seguinte equação:

$$VOG = -2.236,99 + (7,61 \times Rp) \quad (3)$$

onde: *Rp*: é a quantidade de reservas provadas.

A correlação entre o valor e a quantidade das reservas provadas foi de 91%; e as reservas explicaram 82% do valor de O&G. Portanto, foi usada a equação 6, gerada pela regressão linear, de forma similar a um “múltiplo” comumente utilizado na técnica de avaliação relativa de ativos.

As 10 empresas do **grupo 2** foram obtidas nas informações de empresas do setor petrolífero com ações listadas na Bolsa de Valores de Nova York. A amostra foi colhida levando como prioridade: a) empresas nacionais; b) a utilização do método para capitalização dos custos; c) a disseminação do nome no mercado; d) a existência de quantidade considerável de reservas provadas de petróleo; e) a existência de dados na SEC ou na própria empresa (ilustração 4).

Ilustração 4 – Empresas do Grupo 2

Empresas	Milhões de Barris de Óleo Equivalente		
	2000	2001	2002
Petrobras	9.763	9.257	10.534
Chevron-texaco	11.493,0	11.759,0	11.890,5
Occidental	2.171,3	2.241,7	2.311,5
Anadarko	2.061,5	2.304,5	2.327,7
Apache	1.086,4	1.266,9	1.312,5
Shell	19.131,5	18.773,8	19.039,3
Conoco-Phillips	5.019,3	5.131,5	7.810,3
BP-Amoco	14.972,7	16.071,8	17.296,5
Amerada Hess	1.120,5	1.435,2	1.194,8
Exxon-Mobil	20.872,0	20.815,3	21.109,3

As empresas desse segundo grupo serviram para alimentar o valor das reservas provadas de petróleo sob diferentes técnicas de avaliação.

Ao usar a equação 6 gerada pela regressão dos dados das empresas do grupo 1, nas dez empresas do grupo 2, procurou-se encontrar o *fair value* das reservas provadas dessas empresas (grupo 2). Com esse valor foi possível comparar cada uma das técnicas de avaliação, para descobrir qual delas apresentava melhor poder para capturar o valor justo (*fair value*) das reservas provadas de óleo e gás.

Valor das Reservas Provadas ou Valor O&G (VOG)

O valor das reservas provadas (valor de O&G ou VOG) neste trabalho, está baseado na estimativa do valor negociado das reservas provadas de óleo e gás de empresas que foram fusionadas ou adquiridas no passado. Portanto, o valor de O&G representa o valor justo (*fair value*) das reservas provadas de óleo e/ou de gás das empresas.

Ao usar a avaliação relativa por múltiplos, que segundo Damoran (2001, p. 18) pode variar de ingênuo (utilizando médias setoriais) ao sofisticado (modelo multivariável de regressão, em que as variáveis relevantes são identificadas e controladas), foram encontrados os valores para O&G, ou seja, o *fair value* estimado das reservas provadas de óleo e gás para cada uma das dez empresas analisadas nos anos de 2000, 2001 e 2002.

$$VOG = -2.236,99 + (7,61 \times Rp) \quad (4)$$

O poder informacional para tomada de decisão na atividade de E&P será avaliado pela capacidade que cada método de avaliação possui em encontrar o *fair value* das reservas provadas de petróleo nas dez empresas analisadas. Portanto, os valores encontrados e apresentados na ilustração 4 representam o *fair value* que servirá de base para medir o poder informacional de cada metodologia de avaliação: a) valor contábil de acordo com o SFAS nº 19 – VC F19; b) fluxo de caixa padronizado de acordo com o SFAS nº 69 – VP F69; c) fluxo futuro de caixa de acordo com o SFAS nº 69 – VF F69; d) margem direta – MD; e) fluxo de caixa descontado – FCD e f) opções reais – OR.

Valor Contábil (Book Value) (VC F19)

A avaliação contábil das reservas provadas de óleo e gás das empresas analisadas segundo os procedimentos do método da Capitalização Total (FC) e do método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE), é representada pelo valor total dos custos capitalizados (*book value*).

Fluxo de Caixa Descontado Padronizado (VP F69)

A avaliação pelo fluxo de caixa descontado padronizado das reservas provadas de óleo e gás é representada pelo valor estimado do fluxo de caixa gerado pelas reservas provadas de óleo e gás, baseados nas mesmas condições existente no final de cada período e utilizando a taxa de desconto padronizada de 10%.

Fluxo Futuro de Caixa (VF F69) ou Modelo de Hotelling

A avaliação pelo fluxo futuro de caixa das reservas provadas de óleo e gás é representada pelo valor estimado do fluxo futuro de caixa gerado pelas reservas provadas de óleo e gás, baseados nas mesmas condições existente no final de cada período. Conceitualmente, esse modelo apresenta implícito que o valor das reservas é igual a multiplicação do volume de reservas provadas pela diferença entre o preço corrente do mineral e os custos de produção, ou seja, essa forma de avaliação é uma boa aproximação do modelo clássico de avaliação de Hotelling (1931), segundo o qual, o valor dos recursos minerais é igual a multiplicação do volume de reservas pela diferença entre o preço corrente para a empresa e seus custos de extração.

Margem Direta (MD)

A avaliação pela margem direta é uma aproximação à avaliação do modelo de Hotelling (1931) para as reservas provadas de óleo e gás. Para cálculo da margem direta foi usado o preço médio do barril de petróleo pela cotação internacional WTI, que é uma cotação diferente dos valores efetivamente negociados pela empresa durante o ano considerado. Também foram utilizados, os custos calculados com base nas informações sobre a atividade de exploração e produção de óleo e gás. Os valores dos custos de produção e de desenvolvimento existentes nas informações sobre a atividade de E&P, foram divididos, respectivamente, pelas reservas produzidas e pelas reservas desenvolvidas no período.

$$\text{Valor das Reservas (MD)} = R_t (P_w - C_c) \quad (5)$$

onde, R_t são as reservas de petróleo da empresa, P_w é o preço do barril de petróleo pela cotação WTI, e C_c significa os custos de desenvolvimento e produção calculados com base nas informações evidenciadas pelas empresas em seus formulários.

Fluxo de Caixa Descontado (FCD) ou Valor Presente Líquido (VPL)

Diferentemente da avaliação padronizada, preconizada no SFAS nº 69 pelo FASB, que utiliza uma taxa de desconto padronizada e se baseia nas condições operacionais existentes no final do período, a avaliação pelo fluxo de caixa descontado procura refletir a verdadeira essência econômica das avaliações de ativos.

Para estimar o valor do fluxo de caixa descontado das reservas provadas de óleo e gás das dez empresas analisadas, foi considerado que as reservas seriam desenvolvidas e extraídas de acordo com o prazo de esgotamento das reservas de cada empresa, ou seja, reservas provadas totais divididas pela produção anual. Esse critério foi usado para tentar capturar e preservar os planos de produção das empresas.

Para capturar os planos de desenvolvimento das reservas não desenvolvidas, foi usado o indicador calculado

que reflete a taxa de desenvolvimento das reservas em cada período, ou seja, reservas desenvolvidas no período divididas pelas reservas provadas não desenvolvidas. Ao dividir “1” pela taxa de desenvolvimento foi encontrado o tempo que a empresa poderá desenvolver suas reservas não desenvolvidas. Portanto, procurou-se manter os mesmos planos de desenvolvimento, observados nas informações nas empresas, dos anos anteriores.

Pela abordagem do fluxo de caixa descontado, foram considerados os preços verificados na cotação WTI para os anos de 2000 a 2002, já para os anos de 2003 em diante foram utilizadas as previsões de preços realizadas pelo Texas Comptroller of Public Accounts, Revenue Estimating Division. A diferença em relação à abordagem padronizada e essa abordagem, é que essa usa preços verificados no final de cada período. Contudo, para os custos foram consideradas as mesmas estimativas de custos usadas para atender as exigências do SFAS nº 69, a diferença é que esses custos foram distribuídos com base na taxa de produção e desenvolvimento de cada uma das empresas analisadas.

Em substituição a taxa de desconto padronizada de 10%, usada pela avaliação exigida pelo SFAS nº 69, foram usadas as estimativas do custo médio ponderado de capital verificadas no estudo de Miller (2002).

$$\text{Valor das Reservas (FCD)} = \sum_{j=1}^T \frac{q_j (P_t - C_t)}{(1+r)^j} \quad (6)$$

Opções Reais (OR)

Com base nas estimativas das variáveis que direcionam o valor das opções, verificadas no modelo de precificação de opções de Black-Scholes (B&S), para apurar o valor das reservas provadas não desenvolvidas foi também usando o modelo de B&S. Apesar das várias opções existentes na atividade de E&P, o foco deste trabalho foi analisar e avaliar as opções existentes no desenvolvimento das reservas provadas não desenvolvidas, pois as reservas provadas, objeto de avaliação deste trabalho, são compostas de reservas desenvolvidas e não desenvolvidas. As reservas provadas foram calculadas da seguinte forma:

a) Reservas provadas desenvolvidas: pelo modelo do fluxo de caixa descontado (FCD);

b) Reservas provadas não desenvolvidas: pelo modelo de precificação de opções (OR).

$$\text{Valor das Reservas Totais (OR)} = \text{FCD } R_{sf} + \text{OR } R_f \quad (7)$$

onde, $\text{FCD } R_{sf}$ é o valor presente líquido gerado pelas reservas sem flexibilidade e $\text{OR } R_f$ é o valor das opções sobre as reservas que apresentam flexibilidades.

$$\text{Valor das Reservas Desenvolvidas (FCD } R_{sf}) = \sum_{j=1}^T \frac{q_j (P_t - C_t)}{(1+r)^j} \quad (7)$$

$$\text{Valor das Reservas Não Desenvolvidas (OR } R_f) = Se^{-yt} N(d_1) - Xe^{-rt} N(d_2) \quad (8)$$

$$\text{onde: } d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{K}\right) + \left(r - y + \frac{\sigma^2}{2}\right)t}{\sigma \sqrt{t}} \quad (9)$$

$$\text{e } d_2 = d_1 - \sigma \sqrt{t} \quad (10)$$

ANÁLISE DOS RESULTADOS

O valor encontrado e determinado como sendo o valor justo das reservas (valor O&G na ilustração 6 a seguir) reflete o valor do estoque comprovado de óleo e gás para cada uma das dez empresas analisadas.

A ilustração 5 sintetiza os resultados encontrados nos três anos para cada uma das empresas e metodologias de avaliação das reservas provadas de petróleo.

Ilustração 5 – Resultados das Avaliações

2000							
Empresas	Valor O&G	Valor Contábil	VP FASB 69	VF FASB 69	Margem Direta	FCD	OR
Petrobras	72.081	12.182	32.996	70.763	160.576	39.917	55.608
Chevron-texaco	85.250	30.484	65.988	121.701	163.217	71.291	93.383
Occidental	14.292	10.033	15.344	31.929	40.783	10.404	12.056
Anadarko	13.456	11.330	21.405	52.089	37.954	10.254	10.036
Apache	6.033	6.250	11.948	21.151	20.330	7.053	7.714
Shell	143.396	25.184	63.041	114.861	285.431	94.535	140.302
Conoco-Phillips	35.971	11.210	34.369	71.606	97.904	13.690	16.350
BP-Amoco	111.738	48.745	89.600	162.500	313.797	94.370	106.356
Amerada Hess	6.292	3.493	6.925	10.598	21.683	6.719	8.689
Exxon-Mobil	156.645	44.253	97.252	195.773	392.727	107.496	138.275
Média	64.515	20.316	43.887	85.297	153.440	45.573	58.877

Diferença Média	44.199	20.628	(20.782)	(88.925)	18.942	5.638	
Diferença %	69%	32%	-32%	-138%	29%	9%	
2001							
Empresas	Valor O&G	Valor Contábil	VP FASB 69	VF FASB 69	Margem Direta	FCD	OR
Petrobras	68.227	12.899	21.946	44.500	92.730	39.347	54.043
Chevron-texaco	87.275	30.474	30.144	60.648	151.069	60.760	84.875
Occidental	14.827	10.277	6.602	13.187	22.407	9.530	12.628
Anadarko	15.305	11.765	8.031	18.517	33.062	15.019	18.303
Apache	7.407	7.277	5.543	9.883	16.738	7.095	9.397
Shell	140.673	30.195	45.878	86.354	244.281	86.320	117.167
Conoco-Phillips	36.825	12.581	9.991	21.466	67.128	18.051	26.480
BP-Amoco	120.105	50.740	44.500	82.600	203.053	74.187	115.227
Amerada Hess	8.688	7.287	5.056	8.342	19.274	9.590	10.393
Exxon-Mobil	156.213	44.733	53.248	108.986	259.385	102.010	132.991
Média	65.555	21.823	23.094	45.448	110.913	42.191	58.150
Diferença Média		43.732	42.461	20.106	(45.358)	23.364	7.404
Diferença %		67%	65%	31%	-69%	36%	11%
2002							
Empresas	Valor O&G	Valor Contábil	VP FASB 69	VF FASB 69	Magem Direta	FCD	OR
Petrobras	77.948	12.446	38.714	77.010	117.444	39.669	50.344
Chevron-texaco	88.276	31.715	61.191	119.522	123.166	58.622	80.067
Occidental	15.359	10.738	12.510	25.458	30.189	9.715	11.692
Anadarko	15.482	13.204	14.110	34.727	31.464	13.673	16.258
Apache	7.754	7.727	9.151	17.061	16.209	6.419	8.599
Shell	142.694	47.283	65.702	123.185	255.521	86.300	103.766
Conoco-Phillips	57.217	28.616	20.417	45.063	127.710	27.643	38.451
BP-Amoco	129.427	53.369	76.500	146.900	257.843	64.056	107.904
Amerada Hess	6.858	6.160	7.085	11.200	(17.423)	7.418	7.951
Exxon-Mobil	158.451	49.764	96.559	194.451	268.857	96.353	115.116
Média	69.947	26.102	40.194	79.458	121.098	40.987	54.015
Diferença Média		43.844	29.753	(9.511)	(51.151)	28.960	15.932
Diferença %		63%	43%	-14%	-73%	41%	23%

Apenas as empresas Anadarko e Apache usaram em sua contabilidade o método da Capitalização Total para tratamento dos gastos na atividade de exploração e produção de petróleo, as demais empresas utilizaram o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos. Portanto, as empresas que utilizaram o método FC, tendem a apresentar um valor contábil das reservas provadas bem mais próximos do *fair value* de suas reservas, que aquelas que usaram o método SE.

Importante observar que no ano de 2002 o valor da margem direta para a empresa Amerada Hess foi negativo, ou seja, os custos individuais de produção foram superiores ao preço do petróleo na cotação *WTI*, isso se verificou em função do elevado gasto unitário para desenvolvimento das reservas nesse ano. A empresa gastou aproximadamente o mesmo valor em desenvolvimento que no período anterior, mas desenvolveu 243,2 milhões de barris em 2001, contra 31,7 milhões de 2002.

Um outro indicador poderia ser criado para verificar a relação entre os gastos efetuados (capitalizados) e a quantidade de reservas possuída pela empresa, ou seja, a divisão do valor contábil pela quantidade de reservas, ilustração 6.

Ilustração 6 – Gastos Capitalizados por Barril de Petróleo

Valor Contábil / Reserva

Empresas	2000	2001	2002
Petrobras	1,25	1,39	1,18
Chevron-texaco	2,65	2,59	2,67
Occidental	4,62	4,58	4,65
Anadarko	5,50	5,11	5,67
Apache	5,75	5,74	5,89
Shell	1,32	1,61	2,48
Conoco-Phillips	2,23	2,45	3,66

BP-Amoco	3,26	3,16	3,09
Amerada Hess	3,12	5,08	5,16
Exxon-Mobil	2,12	2,15	2,36

As empresas que utilizam o método de Capitalização Total, Anadarko e Apache, são as empresas que naturalmente apresentam o maior gasto por barril de petróleo, pois as demais só capitalizam os gastos de explorações bem sucedidas.

As avaliações pelo fluxo de caixa descontado (FCD), pela teoria de opções (OR) e pela margem direta, são as metodologias que apresentam a maior quantidade de variáveis exógenas em seus cálculos. Os valores encontrados na margem direta são os mais elevados em qualquer ano ou empresa analisados, portanto, excluindo a margem direta, uma análise pode ser feita considerando o valor presente líquido e valor por opções reais para cada barril equivalente, ilustração 7.

Ilustração 7 – Valor da Flexibilidade por Barril de Petróleo

Empresas	2000			2001			2002		
	FCD	OR	DIF	FCD	OR	DIF	FCD	OR	DIF
Petrobras	4,09	5,70	1,61	4,25	5,84	1,59	3,77	4,78	1,01
Chevron-texaco	6,20	8,13	1,92	5,17	7,22	2,05	4,93	6,73	1,80
Occidental	4,79	5,55	0,76	4,25	5,63	1,38	4,20	5,06	0,86
Anadarko	4,97	4,87	(0,11)	6,52	7,94	1,42	5,87	6,98	1,11
Apache	6,49	7,10	0,61	5,60	7,42	1,82	4,89	6,55	1,66
Shell	4,94	7,33	2,39	4,60	6,24	1,64	4,53	5,45	0,92
Conoco-Phillips	2,73	3,26	0,53	3,52	5,16	1,64	3,54	4,92	1,38
BP-Amoco	6,30	7,10	0,80	4,62	7,17	2,55	3,70	6,24	2,54
Amerada Hess	6,00	7,75	1,76	6,68	7,24	0,56	6,21	6,65	0,45
Exxon-Mobil	5,15	6,62	1,47	4,90	6,39	1,49	4,56	5,45	0,89

A terceira coluna de cada ano reflete o valor calculado (OR – FCD), em cada barril de petróleo, da flexibilidade de esperar o melhor momento para desenvolver as reservas não desenvolvidas, ou seja, é o valor da opção real de esperar.

Da ilustração 5 pode-se concluir que em 2000 a Shell, em 2001 e 2002 a BP-Amoco foram as empresas que apresentaram o maior valor da flexibilidade de esperar por barril de petróleo. Mas e a empresa Hamerada Hess, qual o motivo por apresentar em dois anos os mais baixos valores na opção real de retardar o desenvolvimento de suas reservas?

A resposta mais apropriada para esta questão deve se prender em três fatos; 1) a empresa apresenta os maiores níveis de gastos com desenvolvimento para cada unidade de reserva não desenvolvida; 2) pela teoria de opções o preço de exercício afeta negativamente o valor de uma opção de compra; e 3) a opção identificada e abordada neste estudo se refere a opção de desenvolvimento. Portanto, o maior valor do preço de exercício (gastos de desenvolvimento) faz com que a empresa tenha os menores níveis de valor para a opção real identificada.

Considerando conjuntamente as médias calculadas nos três anos analisados, para as dez empresas, pode-se destacar que:

1. A avaliação por opções reais (OR), foi a técnica que mais se aproximou do *fair value* das reservas provadas em 5 empresas, portanto, em 50%. Seguidas das avaliações de Hotelling (fluxo de caixa futuro (VF FASB 69)), 3 empresas; e valor contábil e margem direta, com 1 empresa cada.
2. Ao considerar quando cada forma de avaliação ficou entre a primeira e a terceira melhor forma de avaliação para cada empresa, verifica-se que: opções reais apareceram em 90% das empresas, ou seja, para cada uma das empresas analisadas, esta técnica foi a que melhor capturou o *fair value* das reservas provadas, 5 empresas; ou foi a segunda melhor, 3 empresas; ou foi a terceira melhor, 1 empresa.

Considerando a avaliação média das dez empresas em cada ano analisado, pode-se verificar que:

1. No ano de 2000, na média geral, a técnica de opções reais foi a que melhor capturou o *fair value* das reservas das dez empresas analisadas, ou seja, usando OR, chegou-se a uma avaliação média apenas 9% superior ao *fair value* médio das reservas.
2. No ano de 2001, na média geral, a técnica de opções reais foi também a que melhor captou o *fair value* das reservas provadas das dez empresas analisadas, ou seja, usando OR, chegou-se a uma avaliação média apenas 11% superior ao *fair value* médio das reservas.
3. No ano de 2002, na média geral, a técnica de opções reais foi a segunda melhor forma para se avaliar o *fair value* das reservas provadas das dez empresas analisadas, ou seja, usando OR, chegou-se a uma avaliação média 23% superior ao *fair value* médio das reservas. Nesse ano, a avaliação pelo fluxo futuro de caixa (Hotelling) ficou apenas 14% inferior ao *fair value* médio das reservas.
4. Para os anos de 2000 e 2001, a avaliação por opções reais foi a que melhor capturou o *fair value* das reservas provadas. Em 2002, os princípios de avaliação de Hotelling tiveram melhor desempenho para avaliar os

ativos de E&P.

5. Considerando cada uma das empresas nos três anos, a avaliação por opções foi a melhor técnica em 6 das 10 empresas pesquisadas. A Petrobrás, Occidental, Apache e Hamerada Hess foram as quatro empresas em que a técnica de opções reais não obteve o melhor desempenho. Nessas empresas, três diferentes técnicas obtiveram o melhor desempenho, o que reforça a supremacia da teoria de opções.
6. Na Petrobrás, a técnica de opções só foi a de melhor desempenho em 2001, pois nos demais anos o fluxo de caixa futuro (Hotelling) foi quem mais se aproximou do *fair value* das reservas provadas das empresas. Na Occidental, a técnica que melhor capturou o *fair value* das reservas foi o fluxo de caixa descontado padronizado, mas a avaliação por opções reais foi a segunda melhor técnica nos três anos considerados. Na Apache, a técnica que melhor capturou o *fair value* das reservas foi o valor contábil. Isso pode ser justificável pelo fato de que a empresa utiliza o método da Capitalização Total para contabilizar os gastos com a exploração e desenvolvimento de petróleo. Na Amerada Hess, uma técnica diferente para cada ano, em 2000, FCD; em 2001, opções reais; e em 2002, Hotelling.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A avaliação das reservas provadas de óleo e gás das empresas, assim como as decisões de investimentos, são afetadas pela incerteza econômica, pela incerteza técnica, assim como pelas flexibilidades gerenciais embutidas na exploração e produção de óleo e gás. A incerteza econômica é devida a fatores externos à atividade de E&P, como as oscilações aleatórias (estocásticas) do preço do barril de petróleo e em parte, dos custos. A incerteza econômica é devida também a fatores internos à atividade de E&P, como a incerteza no volume de reservas, a outra parcela dos custos e ao desempenho da atividade, em razão da utilização de novas tecnologias, por exemplo. As flexibilidades gerenciais embutidas nos projetos dão a opção ao gestor no momento da tomada de decisões de investimento (momento, escala, expansão), de parar temporariamente, de mudar o uso de tecnologias, e de abandonar. Ignorar qualquer um desses três fatores na avaliação de reservas provadas de óleo e de gás pode significar tanto uma subavaliação significativa das reservas, como levar a erros irreversíveis na tomada de decisões de investimentos.

A avaliação pelo fluxo de caixa futuro (Hotelling), confirmando parcialmente os estudos de Miller e Upton (1985) e Johnsen, Paxson e Rizzuto (1996) se mostrou, neste estudo, como uma técnica razoável para se avaliar o valor das reservas de óleo e gás das empresas do setor petrolífero. Em apenas uma das dez empresas (Petrobrás) analisadas essa técnica se mostrou mais precisa em refletir o *fair value* das reservas petrolíferas.

Já a avaliação pelo fluxo de caixa descontado padronizado se mostrou uma medida um pouco melhor para capturar o *fair value* da atividade de exploração e produção de petróleo. Essa técnica foi a mais precisa em obter o valor das reservas em duas das dez empresas (Occidental e Amerada Hess) analisadas. Portanto, o conjunto de exigências de evidenciação contábil sobre o valor das reservas petrolíferas, representou, com base nas empresas e nos anos analisados, a forma mais precisa de se avaliar esses ativos em 30% dos casos, ou seja, atualmente é a melhor forma de evidenciação apresentada (exigida e divulgada) pelas empresas para refletir o potencial de benefícios da atividade de exploração e produção.

Por outro lado, a avaliação pelo de caixa descontado (FCD) gerado pelas reservas provadas de óleo e gás, que tecnicamente parecia ser a melhor forma de avaliação das atividades de exploração e produção de petróleo, não se mostrou uma boa medida de avaliação em quaisquer das empresas pesquisadas.

A deficiência em capturar o valor das flexibilidades gerenciais existentes na atividade de exploração e produção de petróleo, faz com a técnica de FCD seja usada com parcimônia. A sua utilidade não está, sob nenhum aspecto dessa pesquisa, descartada como uma medida de avaliação, até porque ela é essencial para se realizar a avaliação pela técnica de opções reais.

Portanto, neste trabalho, a teoria de opções (opções reais) aplicada aos ativos ligados a exploração e produção de petróleo (ativos reais) foi usada para avaliar as flexibilidades gerenciais possuídas pelas empresas no desenvolvimento de reservas provadas do mineral. Nesse sentido a técnica de opções reais apresentou-se como uma ferramenta superior de avaliação da atividade de exploração e produção de óleo e gás, que apresenta alta sensibilidade em relação ao nível de produção periodicamente realizado, e talvez seja por isso que os níveis de produção de petróleo, por parte dos países integrantes da OPEC e principalmente das empresas, não elevam os níveis de produção do mineral.

Entretanto, as técnicas de avaliação de reservas provadas de petróleo aplicadas neste trabalho, são apenas formas de se medir (mensurar) ou apurar o valor de um de ativo específico (reservas provadas), que oscilará entre outras coisas em função: a) da quantidade descoberta a cada período; b) da qualidade do mineral; c) da técnica de recuperação utilizada; d) do nível de produção intertemporal; e claro, d) do preço do commodities.

REFERÊNCIAS

ADKERSON, R. C., Can Reserve Recognition Accounting Work? Journal of Accountancy, September 1979.

- BIERMAN Jr. H., DUKES, R.E. and DYCKMAN, T.R. Financial Accounting in Petroleum Industry. Journal of Accountancy, October 1974.
- BUCKLEY, A., TSE, K., RIJKEN, H. and EIJGENHUIJSEN, H. Stock Market Valuation with Real Options: Lessons from Netscape. European Management Journal, October 2002.
- CONNOR, J. E. Discovery Value – the Oil Industry’s Untried Method. Journal of Accountancy, May 1975.
- _____. Reserve Recognition Accounting: Fact or Fiction? Journal of Accounting. September, 1979.
- DAMODARAN, A. Avaliação de Investimentos. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2001.
- DEAKIN, E. B. An Analysis of Differences between Non-Major Oil Firms Using Successful Efforts and Full Cost Methods. The Accounting Review. October, 1979.
- DIXIT, A.K. PINDICK, R.S. Investment Under Uncertainty. Princeton, N.J: Princeton University Press, 1994.
- DORAN, B. COLLINS, D. DHALIWAL, D. The Information of Historical Cost Earnings Relative to Supplemental Reserve-Based Accounting Data in the Extractive Petroleum Industry. The Accounting Review, July 1988.
- Financial Accounting Standards Board. Disclosures about Oil and Gas Producing Activities. SFAS nº 69, 1982.
- _____. Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies. SFAS nº 19, 1977.
- GODOY, C.R. A Teoria de Precificação de Opções Aplicada à Avaliação de Empresas. São Paulo: Revista de Contabilidade CRCSP, nº 17, 2001.
- GRIFFIN, J. M. A Test of the Free Cash Flow Hypothesis: Results from the Petroleum. The Review of Economics and Statistics, February, 1988.
- HARRIS, T.S. and OHLSON, J.A. Accounting Disclosures and the Market’s Valuation of Oil and Gas Properties. The Accounting Review, October, 1987.
- _____. Accounting Disclosures and the Market’s Valuation of Oil and Gas Properties: Evaluation of Market Efficiency and Functional Fixation. The Accounting Review, October 1990.
- HOTELLING, H. The Economics of Exhaustible Resources. Journal of Political Economy. 1931, nº 39, vol 2.
- JOHNSEN, T. PAXSON, D.A. and RIZZUTO, R. Are Petroleum Market Value a Triumph of Economics over Accounting? Journal of Business Finance & Accounting, March 1996.
- MAGLIOLO, J. Capital Market Analysis of Reserve Recognition Accounting. Journal of Accounting Research, vol. 24, supplement 1986.
- MILLER, R.J. Valuing Oil & Gas Properties as (if they were) Closely Held Corporations. ASA/CICBV 5th Joint Advanced Business Conference. Orlando, FL. October 2002.
- MILLER, M.H. and UPTON, C.W. A Test of Hotelling Valuation Principle. Journal of Political Economy, 1985a, vol 93.
- _____. The Pricing of Oil and Gas: Some Further Results. The Journal of Finance, July 1985b.
- NAGGAR, A. Oil and Gas Accounting: Where Wall Street Stands. Journal of Accountancy, September 1978.
- PADDOCK, J. SIEGEL, D.R. and SMITH, J.L. Option Valuation of Claims on Real Assets: The Case of Offshore Petroleum Leases. Quarterly Journal of Economics 103, 1988.
- Securities and Exchange Commission – SEC. Accounting Series Releases 257 and 258 – Regulament SX 4-10. Washington, 1978.

ACCOUNTING DISCLOSURE AND THE EVALUATIONS FOR THE DISCOUNTED CASH FLOW AND THE THEORY OF OPTIONS: A STUDY APPLIED TO WORLD-WIDE THE PETROLEUM INDUSTRY

For the companies who explore and produce oil, the discovery of a new mineral deposit is extremely important an economic factor, in the truth, represents the main economic event of this sector. The oil and gas reserves are the assets that make possible the existence of the company who explores and produces oil, however this asset do not come being adequately evidenced in the financial reporting, therefore, the evaluation and the adequate evidenciación of this asset are basic for maintenance and development of the companies of the sector. The evaluation for the discounted cash flow (DCF) applied to the proven reserves of oil and gas, that theoretically seemed to be the best form of evaluation of the activities of exploration and production of oil (E&P), did not reveal a good measure of evaluation in any of the searched companies. The deficiency in capturing the value of existing management flexibilities in the activity of E&P makes with that the DCF technique is used with parsimony. In this work, the theory of options (real options) applied to on assets the exploration and production of oil (real property assets) was used to evaluate possessed management flexibilities for the companies in the development of proven reserves of the mineral, was presented as a superior tool of evaluation of the activity.

Real options, discounted cash flow, oil and gas accounting

O autor é o único responsável pelo conteúdo deste artigo.