CARLOS ROBERTO DE GODOY

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

Tese apresentada à Faculdade de Economia,
Administração e Contabilidade da Universidade
de São Paulo como parte dos requisitos para
obtenção do título de Doutor em Controladoria e
Contabilidade.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Assaf Neto

SÃO PAULO

2004

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção de Publicações e Divulgação do SBD/FEA/USP

Godoy, Carlos Roberto de

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. -- São Paulo, 2004. 284f.

Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, 2004
Bibliografia.

1. Contabilidade 2. Empresas (Avaliação) 3. Opções financeiras
4. Fluxo de caixa 5. Petróleo I. Faculdade de Economia, e Administração e Contabilidade da USP II. Título.

CDD – 657

Dedico este trabalho:

em especial ao meu pai Antonio (*in memoriam*),
que não teve a alegria presencial de conhecer seu
primeiro neto, Gabriel; e ainda a minha mãe
Maria, aos meus queridos irmãos Cida e Itamar, e
à Renata, minha eterna companheira.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu Senhor Jesus Cristo por estar sempre presente em meu caminho.

Ao meu pai Antonio (*in memorian*), um pedreiro; a minha mãe, uma faxineira, que souberam perfeitamente me ensinar como construir e manter sempre limpo um lar.

Aos meus queridos irmãos, Cida e Itamar, cada um vivendo em uma cidade diferente, mas nunca tão unidos como hoje.

À Universidade de São Paulo, especialmente à Faculdade de Economia e Administração e Contabilidade – FEA.USP, que me representou uma extensão de casa; ao CRUSP/COSEAS, que em São Paulo era minha própria casa.

Ao meu orientador Alexandre Assaf Neto, pela paciência em me aturar como aluno e orientando, pelas ricas observações sobre um assunto tão pouco discutido no nosso país, e principalmente por permitir que este trabalho fosse exposto à qualificação e defesa.

Ao professor Gilberto Martins, que permitiu que uma síntese deste trabalho fosse apresentada e debatida nas reuniões de discussões metodológicas.

Aos professores Eliseu Martins e Sérgio de Iudícibus, que representam soberbamente o conhecimento e o ensino de contabilidade no Brasil, e que indiretamente pelos seus livros, me motivaram a caminhar nessa área.

Aos professores Lázaro P. Lisboa e Natan Szuster, pelo convívio e ensinamentos de comportamento e relacionamento pessoal.

Ao professor Ariovaldo dos Santos, apesar de sua opção futebolística, pela sua orientação durante o meu curso de mestrado e pelos artigos que juntos desenvolvemos.

Aos professores, Armando Catelli, Edson L. Riccio, Luiz J. Corrar, Iran S. Lima, Nelson Carvalho, Reinaldo Guerreiro, Sérgio R. Bio, e Wellington Rocha, pelos valiosos ensinamentos em sala de aula.

Aos meus amigos de doutorado, Luiz Brandalise, Josué Brisola, Silvio Nakao e Roni Bonízio, e ao grande amigo José C. Oyadomari, para mim, o mais brilhante dos companheiros; pelo convívio e incentivo profissional e pessoal.

À Sra. Lais, e as eficientes Beth, Débora, Helô e Ondina, da Faculdade de Administração de Empresas de Catanduva, pelo convívio.

À Sra. Cidinha e a Eva, da Faculdade Aldete Maria Alves em Iturama – MG, pelas demonstrações de luta e disposição.

Finalmente, à FIECAFI pelo apoio em algumas pesquisas e artigos e, ao CAPES e CNPQ, pelo importante apoio financeiro no doutorado e mestrado.

RESUMO

As informações evidenciadas pelas empresas que exploram e produzem óleo e gás são objetos de consideráveis controvérsias. O centro dessa controvérsia está nas deficiências do modelo do custo histórico em fornecer informações adequadas para os usuários das demonstrações contábeis. O mais importante evento para as empresas que exploram e produzem petróleo é a descoberta de reservas de óleo e gás, e não os lucros e as receitas derivadas das vendas do óleo e do gás. O modelo do custo histórico, entretanto, não consegue mensurar e evidenciar adequadamente as reservas provadas de óleo e gás até que essas reservas sejam desenvolvidas, produzidas e vendidas. Outro problema relacionado ao modelo do custo histórico para as empresas do setor petrolífero, é de que os custos incorridos para se descobrir reservas de óleo e gás possui pouca, se é que há alguma, relação com o valor das reservas provadas. Como resultado dessas deficiências do modelo do custo histórico, e como uma tentativa de “adaptar” os resultados, duas formas de capitalizar os custos da atividade de exploração e produção de óleo e gás são utilizadas e aceitas, o método da Capitalização Total e o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos. 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 técnica do Valor Presente Líquido não possui atributos para capturar essas flexibilidades, pois não considera a opção de, por exemplo, adiar o desenvolvimento de uma reserva para o momento em que o preço do barril de petróleo se mostrar conveniente para os planos da empresa. Este estudo tem por objetivo explorar e aplicar as diferentes formas de avaliação de reservas petrolíferas: a) contábil; b) fluxo de caixa futuro (Hotelling); c) fluxo de caixa descontado padronizado; d) margem direta; e) fluxo de caixa descontado; e f) opções reais, a fim de descobrir qual delas apresenta-se como a melhor forma para capturar o valor justo do principal ativo das empresas que exploram e produzem petróleo – as reservas provadas de óleo e gás. Na comparação das técnicas de avaliação, a avaliação pela teoria de precificação de opções se mostrou como a melhor forma de se avaliar as reservas provadas das empresas analisadas, seguida pelas avaliações do fluxo de caixa descontado e pelo princípio de avaliação Hotelling.

Palavras Chaves: contabilidade para o setor petrolífero, fluxo de caixa descontado, opções reais.

ABSTRACT

The information disclosed by oil and gas companies is a source of great controversy. The main issue is the deficiency of the historical cost model to supply adequate information for financial statement users. The most important event for oil exploration and production companies is the discovery of oil and gas reserves, and not the profits and revenues deriving from oil and gas sales. However, the historical cost model does not manage to adequately measure and disclose the oil and gas reserves until they are actually developed, produced and sold. Another problem in the historical cost model for petroleum companies is that there is hardly any or no relation between the costs incurred to discover oil and gas reserves and the value of the proved reserves. As a result of these deficiencies in the historical cost model, and in an attempt to “adapt” the results, two ways of capitalizing the costs of oil and gas exploration and production activities are used and accepted, the Full Cost method and the Successful Efforts method. The evaluation of the companies’ proved oil and gas reserves as well as the investment decisions are affected by economic uncertainty, technical uncertainty and by the management flexibilities inserted in oil and gas exploration and production. The Net Present Value technique does not have the attributes to capture these flexibilities, since it does not consider the possibility of delaying the development of a reserve to a moment at which oil prices are convenient for company plans for example. This study aims to explore and apply different forms of evaluating oil reserves: a) accounting; b) future cash flow (Hotelling); c) standardized measure of discounted cash flow; d) direct margin; e) discounted cash flow; and f) real options, with a view to discovering which of these comes out as the best way to obtain the fair value of oil exploration and production companies’ main asset – their proved oil and gas reserves. In the comparison among different techniques, evaluation according to option pricing theory revealed to be the best way to evaluate the proved reserves of the analyzed companies, followed by the discounted cash flow evaluation and by Hotelling’s evaluation model.

Keywords: oil and gas accounting, discounted cash flow, real options.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

1.1 – Consumo de Energia Primária	20
1.2 – Distribuição das Reservas Mundiais de Petróleo	22
1.3 – Reservas Provadas de Petróleo 1993-2002	23
1.4 – Distribuição da Produção Mundial de Petróleo	24
1.5 – Produção de Petróleo 1993-2002	25
1.6 – Consumo Mundial de Petróleo: 1993 – 2002	27
1.7 – Representatividade da Atividade de E&P	28
1.8 – Taxas Internacionais de Sucesso	29
1.9 – Taxas de Sucesso da Petrobrás	29
1.10 – Evolução do Preço do Petróleo de 1861 a 2002	30
2.1 – Dados das Empresas do Grupo 1	51
2.2 – Empresas do Grupo 2 e suas Reservas Provadas	53
2.3 – Adaptações das Variáveis do Modelo de Black-Scholes	57
2.4 – Variância da Cotação Brent do Preço do Petróleo	58
2.5 – Classificação das Reservas	63
2.6 – Poços Exploratórios e de Desenvolvimento	64
2.7 – Estrutura do Trabalho	66
3.1 – Frações (Refino) do Petróleo	75
3.2 – Métodos de Investigação de Áreas	78
3.3 – Poço Pioneiro e Visualização de uma Jazida	79
3.4 – Etapas de Análise da Viabilidade da Atividade de E&P	81
3.5 – Cavalo de Pau	83
4.1 – Método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos	97
4.2 – Comparação entre o SE e o FC	124
4.3 – Receita e Gastos Incorridos na Petrogás	125
4.4 – Demonstração do Resultado	126
4.5 – Composição do Ativo da Petrogás	126
5.1 – Reservas Provadas da Chevron-Texaco	139
5.2 – Gastos Capitalizados da Chevron-Texaco	140
5.3 – Gastos Incorridos da Chevron – Texaco	140
5.4 – Resultado das Operações da Chevron-Texaco	141
5.5 – Fluxo de Caixa Futuro Descontado Padronizado da Chevron-Texaco	143
5.6 – Alterações no Fluxo Caixa Futuro Descontado Padronizado da Chevron-Texaco	144
6.1 – Resumo Determinantes do Valor de uma Opção	150
6.2 – Determinantes do Valor das Opções	152
6.3 – Incerteza e Flexibilidade	163
6.4 – Variáveis Chaves das Opções Financeiras e Reais	168

6.5 – VPL e Opções Reais	170
6.6 – Valor de uma Opção em Percentagem do Valor do Ativo	173
6.7 – Opções Existentes na Exploração e Produção de Petróleo	177
6.8 – Opções Financeiras e Opções Reais no Setor Petrolífero	179
6.9 – Empresas do Setor Petrolífero e Opções Reais	180
6.1 – Adaptações das Variáveis do Modelo de Black-Scholes	180
7.1 – Valor O&G (VOG)	182
7.2 – Valor Contábil (VC F19)	183
7.3 – Fluxo de Caixa Descontado Padronizado (VP F69)	184
7.4 – Fluxo Futuro de Caixa (VF F69) ou Hotelling	185
7.5 – Margem Direta (MD)	186
7.6 – Fluxo de Caixa Descontado (FCD)	188
7.7 – Opções Reais (OR)	190
7.8 – Valor Unitário de O&G	190
7.9 – Gastos Capitalizados por Barril de Petróleo	191
7.10 – Valor da Flexibilidade por Barril de Petróleo	192
7.11 – Melhores Técnicas para Avaliar Reservas Provadas	194
7.12 – Direcionadores do Valor de uma Opção	196
7.13 – Opções Financeiras, Opções Reais e Setor Petrolífero	196
7.14 – Análise de Sensibilidade	197

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	13
 CAPÍTULO 1 – CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA	 20
1.1 – Panorama sobre o Mercado de Petróleo	20
1.2 – Antecedentes do Estudo	28
1.3 – Justificativa do Estudo	33
1.4 – Problema de Pesquisa	34
1.5 – Objetivos do Estudo	35
1.6 – Contribuição do Estudo	36
1.7 – Hipóteses	38
1.8 – Teorias de Bases e Estudos Relacionados	38
1.8.1 – Decisão Intertemporal de Produção	38
1.8.2 – Avaliação de Recursos Naturais Exauríveis	42
1.8.3 – Estudos Relacionados	45
 CAPÍTULO 2 – METODOLOGIA DA PESQUISA	 49
2.1 – Objetivo e Metodologia	49
2.2 – Tipos de Pesquisa	49
2.3 – Caracterização da Amostra e Coleta de Dados	51
2.4 – Roteiro da Pesquisa	53
2.5 – Materiais	54
2.5.1 – Limitações dos Materiais	57
2.6 – Definições e Notas sobre o uso dos Termos	59
2.7 – Estrutura do Trabalho	65
 CAPÍTULO 3 – O SETOR PETROLÍFERO	 67
3.1 – Panorama Histórico da Indústria Petrolífera	67
3.2 – Refino	75
3.3 – Exploração e Produção	77
3.4 – Viabilidade / Perfuração e Recuperação de Reservas	81

CAPÍTULO 4 – CONTABILIDADE PARA O SETOR PETROLÍFERO	87
4.1 – Panorama Histórico das Normas Contábeis para o Setor Petrolífero nos EUA	87
4.2 – Classificação dos Gastos Incorridos	93
4.3 – Método da Capitalização pelos Esforços bem Sucedidos(SE)	96
4.3.1 – Depreciação, Amortização e Exaustão	97
4.3.1.1 — Amortização dos Custos de Aquisição de Propriedades e dos Custos de Poços	98
4.3.1.2 – Desmontagem, Abandono, Restauração e Valor Residual	99
4.3.1.3 – SFAS nº 143 – Contabilização das Obrigações por Baixas de Ativos	104
4.3.1.4 – Amortização quando há Produção Conjunta de Óleo e Gás	105
4.3.1.5 – Amortização (Depreciação) de Equipamentos e Instalações de Suporte	107
4.3.2 – Custo Máximo (Teto) para Capitalização e Desvalorização de Ativos (<i>Impairment</i>)	107
4.3.3 – Propriedades Não Provadas	110
4.3.4 – Propriedades Provadas	112
4.4 – Método da Capitalização Total	113
4.4.1 – Centros de Custos	114
4.4.2 – Custos Capitalizados	115
4.4.3 – Depreciação, Amortização e Exaustão	115
4.4.3.1 – Amortização Quando há Produção Conjunta de Óleo e Gás	117
4.4.4 – Custo Máximo (Teto) para Capitalização e Desvalorização de Ativos (<i>Impairment</i>)	119
4.4.4.1– Propriedades Provadas	119
4.4.4.2– Propriedades Não Provadas	120
4.5 – Receita de Vendas no Setor Petrolífero	121
4.5.1 – Mensuração do Óleo	121
4.5.2 – Mensuração do Gás	122
4.5.3 – Momento do Reconhecimento da Receita	122
4.5.3.1 – Óleo	123
4.5.3.2 – Gás	123
4.6 – Fundamentação Teórica da Contabilidade no Setor Petrolífero	124
 CAPÍTULO 5 – EVIDENCIAÇÃO NO SETOR PETROLÍFERO	 132
5.1 – Evidenciação e Incertezas Operacionais	132
5.2 – Evidenciação Contábil na Exploração e Produção de Petróleo	134
5.2.1 – Método Contábil	136
5.2.2 – Quantidade de Reservas Provadas de Óleo e Gás	138
5.2.3 – Informações Baseadas em Valores Históricos	139
5.2.4 – Informações Baseadas em Valores Estimados	142

CAPÍTULO 6 – OPÇÕES REAIS	148
6.1 – Opções Financeiras	148
6.1.1 – Fatores Determinantes do Valor de uma Opção	150
6.1.2 – Modelos de Precificação de Opções	152
6.1.2.1 – Modelo Binomial	153
6.1.2.2 – Modelo Black-Sholes	155
6.2 – Opções Reais	158
6.2.1 – Fluxo de Caixa Descontado e Valor Presente Líquido	158
6.2.2 – Irreversibilidade e Flexibilidade nas Decisões	164
6.3 – Opções Financeiras e Opções Reais	167
6.4 – Analogia Conceitual entre Opções Reais e Valor Presente Líquido	169
6.5 – Tipos de Opções Reais	174
6.6 – Opções Reais no Setor Petrolífero	176
 CAPÍTULO 7 – AVALIAÇÕES E RESULTADOS	 182
7.1 – Valor das Reservas Provadas – Valor O&G	182
7.2 – Valor Contábil (<i>Book Value</i>)	183
7.3 – Fluxo de Caixa Descontado Padronizado (VP F69)	184
7.4 – Fluxo Futuro de Caixa (VF F69) ou Modelo de Hotelling	184
7.5 – Margem Direta (MD)	186
7.6 – Fluxo de Caixa Descontado (FCD) ou Valor Presente Líquido (VPL)	187
7.7 – Opções Reais (OR)	188
7.8 – Análise dos Resultados	190
7.9 – Análise de sensibilidade das Opções Reais	196
 CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÃO	 199
BIBLIOGRAFIA	207
APÊNDICES	
A – Dados e Avaliações das Empresas	212
B – Resultados das Avaliações	273
C – Diferenças Médias nas Avaliações	274
D – Diferenças Anuais nas Avaliações	275
E – Diferenças Individuais e Anuais nas Avaliações	276
F – Gráficos das Dispersões entre as Avaliações e os Valores de O&G	277

INTRODUÇÃO

O petróleo é a principal fonte de energia primária no mundo. A importância do petróleo para a economia brasileira pode ser verificada pela influência que o mineral exerce entre as fontes de energia primária consumida pelo país, e ainda pelo fato de ser um dos principais itens da pauta de importações.

O setor petrolífero no Brasil vem passando por grandes mudanças em seu quadro institucional. Esse processo culminou em novembro de 1995 com a Emenda Constitucional nº 9, que flexibilizou o monopólio do petróleo, permitindo que atividades de responsabilidade exclusiva da União pudessem ser concedidas a outras empresas, além da Petrobrás.

A chegada de um grande número de empresas estrangeiras e criação de empresas nacionais para explorar o solo e o mar brasileiro, juntamente com a necessidade, agora mais latente da Agência Nacional do Petróleo (ANP) em controlar e gerenciar seus leilões de áreas potenciais e da Petrobrás, em registrar, controlar e gerenciar sua principal atividade econômica – a exploração e produção de óleo e gás (E&P), contribuem para que as normas contábeis, as informações prestadas ao mercado e as avaliações de áreas potenciais e reservas sejam objetos de estudos acadêmicos e exerçam um papel importante na sistematização das decisões de preços mínimos de áreas licitadas pela ANP, e para decisões de ofertas e investimentos na atividade de E&P¹.

A tradição norte-americana de estudos avançados de normas e práticas de contabilidade, associada à eterna necessidade de adaptação da contabilidade às práticas econômicas (captação de recursos no exterior e a atividade de exploração e produção de

¹ Neste estudo, a atividade de exploração e produção de petróleo (óleo e gás) (E&P) é usada, quando se referir a um ativo, como sinônimo de reservas provadas de petróleo.

petróleo), levou aquele país a desenvolver um arcabouço teórico e normativo de contabilidade para o setor petrolífero até hoje não superado. E esta é a principal motivação deste trabalho: investigar o arcabouço teórico, normativo e prático da contabilidade para o setor petrolífero no mercado norte-americano – *oil and gas accounting*, que conjugado com as informações prestadas ao mercado, possam gerar informações mais precisas (avaliações) e conseqüentemente melhores decisões em leilões de concessões para exploração de áreas, em fusões e aquisições de empresas, na negociação de campos maduros, e/ou “simplesmente” para se medir e controlar a criação de valor da atividade de exploração e produção de petróleo (E&P) nas empresas petrolíferas.

Atividade de exploração e produção de petróleo

A atividade de exploração e produção de óleo e gás, e conseqüentemente sua contabilidade e evidenciação, é caracterizada por vários problemas teóricos e técnicos, sobretudo pelo(a):

- alto risco envolvido na atividade de exploração;
- alto custo dos investimentos;
- falta de correlação entre o valor dos gastos efetuados e o valor resultante das reservas encontradas;
- longo espaço de tempo entre os gastos incorridos e seus benefícios gerados.

Contabilidade para o setor petrolífero

A contabilidade na atividade de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás (E&P), dispõe de algumas características que semelhantemente a outros setores, já foram exaustivamente discutidas por acadêmicos e profissionais, mas que só nesse setor foram incorporadas aos princípios de contabilidade geralmente aceitos ou às práticas de divulgação

de informações, entre essas características estão:

- a) a influência do governo federal na emissão de normas de contabilidade;
- b) a influência, sempre positiva, dos aspectos econômicos na elaboração e na emissão de normas de contabilidade para o setor;
- c) os problemas da adoção do custo corrente em substituição ao custo histórico;
- d) a dificuldade na elaboração de uma determinada norma que passa a afetar simultaneamente grupos com diferentes pontos de vista sobre o mesmo assunto;
- e) a de reforçar o debate sobre a necessidade de se elaborar uma estrutura conceitual cuidadosamente desenvolvida e guiada no reconhecimento, mensuração e divulgação, para facilitar a solução de problemas futuros.

A contabilidade para o setor petrolífero (atividade de E&P) está centrada na utilização de dois métodos: o **método da Capitalização Total - Full Cost (FC)**, previsto no *Accounting Series Release (ASR) nº 258 – Oil and Gas Producers – Full Cost Accounting Practices* da *Securities and Exchange Commission (SEC)*, e no *Statement of Financial Accounting Standards (SFAS) nº 25 – Suspension of Certain Accounting Requirements for Oil and Gas Producing Companies* do *Financial Accounting Standard Board (FASB)*; e o **método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos – Successful Efforts (SE)**, previsto no *ASR nº 257 - Requirements for Financial Accounting and Reporting Practices for Oil and Gas Producing Activities* da SEC, e no *SFAS nº 19 – Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies* do FASB.

No método da Capitalização Total, os gastos ligados às explorações bem e mal sucedidas devem ser capitalizados, é normalmente utilizado por empresas não integradas e de menor porte (Apache e Anadarko). Pelo método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos, apenas os gastos associados às explorações que resultarem em sucesso devem ser capitalizados, comumente é utilizado por empresas integradas e de grande porte (Shell,

Chevron-Texaco, BP-Amoco e Petrobrás).

Evidenciação contábil

O debate ocorrido, sobretudo na década de 70, sobre as deficiências dos princípios de contabilidade geralmente aceitos nos Estados Unidos para o setor de óleo e gás, culminou com a exigência de evidenciação de dados complementares referente ao valor e aos gastos incorridos com a exploração e produção das reservas de óleo e gás. A justificativa para a necessidade de divulgação desses dados complementares, é de que devem ser fornecidas aos usuários das demonstrações contábeis, particularmente para os investidores, informações que reflitam o nível de sucesso das empresas na atividade de exploração e produção de petróleo, ou seja, na capacidade de localizar reservas de óleo e gás economicamente viáveis e na apresentação do valor de seus ativos minerais.

Na tentativa de aproximar a essência econômica da atividade de exploração e produção de óleo e gás ao conteúdo das informações contábeis divulgadas pelas empresas do setor, o FASB, a pedido da SEC, emitiu o SFAS nº 69 – *Disclosures about Oil and Gas Producing Activities*. Este pronunciamento procurou elevar a qualidade das informações divulgadas ao mercado, para permitir que os investidos realizassem suas decisões de investimentos com menos conjecturas sobre a principal atividade das empresas do setor petrolífero – exploração e produção (E&P). Na prática o pronunciamento exige das empresas do setor a evidenciação de um conjunto de informações suplementares sobre a atividade de E&P, contendo:

- a) a quantidade de reservas provadas de óleo e gás;
- b) os gastos incorridos;
- c) o saldo dos gastos capitalizados;
- d) o resultado das operações;

- e) a estimativa do fluxo de caixa futuro, a ser gerado pelas receitas futuras de comercialização das reservas provadas de óleo e gás;
- f) a estimativa do fluxo de caixa descontado padronizado, a ser gerado pelas receitas futuras da comercialização das reservas provadas de óleo e gás.

Apesar da incorporação de normas que objetivavam a transparência da essência econômica do empreendimento petrolífero, os órgãos normativos norte-americanos ainda não conseguiram resolver todos problemas vividos pela contabilidade de um setor com características tão diminutas (BROCK, KLINGSTEDT e JONES, 1990).

Métodos de avaliação de recursos minerais

Na tentativa de elevar o poder informacional das decisões na atividade de exploração e produção de petróleo, alguns métodos ou modelos “contábeis tradicionais” de avaliação podem ser empregados para alcançar esse objetivo:

- Método de Hotelling ou Fluxo de Caixa Futuro; e
- Método do Fluxo de Caixa Futuro Descontado Padronizado.

Considerando que os fluxos de caixa gerados pela produção e venda das reservas de óleo e gás devem ser descontados a uma taxa que reflita o custo de oportunidade do investimento empregado na exploração, desenvolvimento e produção das reservas petrolíferas, um outro método tradicional pode ser empregado:

- Método do Fluxo de Caixa Descontado ou Valor presente Líquido.

A elevada incerteza que envolve os ativos financeiros também afeta o valor dos ativos reais ligados à atividade de exploração e produção de óleo e gás.

A flexibilidade gerencial que as empresas do setor petrolífero possuem em esperar o melhor momento de produção - até que algum fator reverta uma situação inicial, se assemelha a uma opção financeira de compra, onde a empresa tem a opção de esperar e não o dever de

extrair o mineral do subsolo. Portanto, com a disseminação e o sucesso da teoria de opções aplicadas na avaliação de ativos financeiros, e a semelhança das características destes ativos financeiros com os ativos reais da atividade de E&P, faz com que essa teoria se aplique perfeitamente na avaliação dos ativos do setor petrolífero. Assim, também na tentativa de elevar o poder informacional das decisões na atividade de exploração e produção de petróleo, outro método ou modelo vem ganhando espaço para alcançar esse objetivo:

- Modelo de Precificação de Opções aplicados a ativos reais – Opções Reais.

Objetivo geral

Além de procurar explorar e desenvolver um arcabouço teórico e normativo para a contabilidade e evidenciação do setor petrolífero, e já que teoricamente existem diferentes formas de avaliação, “contábil” e “econômica”, que podem ser aplicadas aos ativos relacionados à atividade de exploração e produção de petróleo, este estudo pretende calcular o valor das reservas provadas de óleo e gás de algumas empresas do setor petrolífero mundial sob diferentes metodologias (técnicas, modelos ou abordagens), e confrontar com uma medida de valor justo (*fair value*) das reservas provadas, para se conhecer, diante dos dados levantados, qual técnica proporciona maior poder informacional para a tomada de decisões na atividade de exploração e produção de petróleo (E&P)².

Concatenação dos capítulos

Após esta introdução, o capítulo 1 procura caracterizar o problema de pesquisa. O capítulo 2 traz a metodologia utilizada para responder a proposta do capítulo 1. Em seguida é realizado um estudo básico e fundamental sobre as características da indústria petrolífera, e um levantamento histórico sobre fatos que influenciaram o setor petrolífero nacional e

² Neste estudo, o poder informacional será considerado pela capacidade e proximidade que cada metodologia de avaliação possui para encontrar o *fair value* das reservas provadas das empresas analisadas.

internacional, capítulo 3. Nos capítulos 4 e 5 é realizado um levantamento teórico e normativo da contabilidade e da evidenciação no setor petrolífero. No capítulo 6 há um levantamento teórico e comparativo das avaliações pelo fluxo de caixa descontado, pela teoria de opções financeiras e por opções reais. No capítulo 7 é aplicado todo o conteúdo teórico e normativo construído nos seis capítulos anteriores, através da aplicação em empresas integrantes do setor petrolífero. Finalizando o desenvolvimento do estudo, o capítulo 7 traz ainda, a análise dos resultados encontrados e a análise de sensibilidade dos direcionadores de valor das opções reais na atividade de exploração e produção de petróleo.

Capítulo 1

CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

O objetivo deste capítulo é apresentar os antecedentes e as justificativas do estudo, suas contribuições, seus objetivos e as questões objetos da pesquisa.

1.1 – Panorama sobre o Mercado de Petróleo

Em 2002, o petróleo e o gás natural juntos, representaram 61,7% de toda a energia primária consumida no mundo, no Brasil eles representaram 55% de toda a energia consumida, ilustração 1.1.

CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA				
Em milhões de toneladas de óleo equivalente				
	Mundo		Brasil	
	2001	2002	2001	2002
Óleo	3.517,1	3.522,5	87,5	85,4
Gás Natural	2.219,5	2.282,0	10,5	12,3
Carvão	2.243,1	2.397,9	12,2	12,0
Nuclear	601,0	610,6	3,5	3,4
Hidro	584,7	592,1	60,7	64,4
Total	9.165,4	9.405,1	174,4	177,5
Óleo	38,4%	37,5%	50,2%	48,1%
Gás	24,2%	24,3%	6,0%	6,9%
Óleo e Gás	62,6%	61,7%	56,2%	55,0%

Fonte: Adaptado de BP-Amoco (2003).

ILUSTRAÇÃO 1.1 – CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA

A partir da abertura do setor petrolífero, proporcionada pela Lei do Petróleo (Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997), todas as empresas autorizadas passaram a poder exercer atividades que antes eram exclusivas da Petrobrás. O monopólio impedia que outras empresas exercessem as atividades de exploração, desenvolvimento, produção, transporte, refino,

importação e exportação de petróleo. Essa mudança na execução da política para o setor motivou a criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e da Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Em 1999 foi realizado, verdadeiramente, o primeiro leilão para concessão de áreas para exploração e produção de petróleo no Brasil³. Essa primeira rodada de licitações arrecadou em bônus de assinatura o valor de R\$ 321.656.697, de 11 empresas que arremataram os 54.659 km² ofertados pela ANP. Dos blocos concedidos, o maior deles - Bloco BM-FZA-1, com área total de 14.088 km², localizado na Foz do Amazonas, foi arrematado por R\$ 13.060.490 pelas empresas: British Petroleum – BP (30%), Esso (25%), Petrobrás (20%), Shell (12,5%), e British Borneo (12,5%)⁴.

Desde a criação da Petrobrás em 1953, as cinco Rodadas de Licitações de áreas para exploração e produção de petróleo no Brasil foram as principais responsáveis pela maior transformação já realizada no setor petrolífero nacional.

Segundo a ANP (2003, p. 2) as reservas provadas mundiais de petróleo mantiveram a marca de aproximadamente 1 trilhão de barris no ano de 2002, registrando uma redução de apenas 0,12% em relação ao ano anterior. Essa pequena redução deveu-se a redução das reservas provadas do México (-53%) e da China (-24%) que foram balanceadas com o aumento da produção de países como Equador (+119%) e a Rússia (+23%). Já os países pertencentes a *Organization of Petroleum Exporting Countries* (OPEC)⁵, não tiveram alterações em suas reservas provadas (ilustrações 1.2 e 1.3).

³ Até o agosto de 2003 a ANP havia realizado cinco leilões de áreas, a rodada inicial - rodada zero, foi exclusiva para a Petrobrás (ver capítulo 2).

⁴ Esses valores podem até parecer baixos, mas deve-se considerar a incerteza e as condições em que são ofertadas as áreas, pois a maior parte desse valor nunca será recuperada (*sunk cost*) e representa uma parte muito pequena do valor investido pelas empresas na atividade de explorar e produzir petróleo.

⁵ A OPEC ou Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) tem em seu estatuto quatro objetivos básicos, entre eles estão: a) garantir a estabilidade de preço nos mercados internacionais pela eliminação de flutuações prejudiciais dos preços do petróleo; b) assegurar um lucro constante para os países membros.

Fontes: ANP/SDP; BP Amoco (Tabela 1.1).
Nota: Para o Brasil, inclui condensado.

ILUSTRAÇÃO 1.2 – DISTRIBUIÇÃO DAS RESERVAS MUNDIAIS DE PETRÓLEO

Enquanto as reservas provadas do Oriente Médio, região que concentra a maior parte das reservas de petróleo do mundo (65,3%), se mantiveram estáveis em 685,0 bilhões de barris, as reservas européias (incluindo ex-União Soviética) subiam para 97,5 bilhões de barris, aumento de 15,9% em relação ao ano de 2001, destacando o crescimento das reservas russas (23,5%) que sozinha passou a corresponder a 5,7% das reservas mundiais.

As reservas da América do Norte (4,8% das reservas mundiais) foram as que apresentaram maior queda, 21,4% em 2002, devido à queda de 53,1% das reservas do México. Segundo a ANP, essa queda ocorreu em função da classificação das reservas mexicanas de acordo com os critérios da *Securities and Exchange Commission* (SEC) dos EUA, o que provocou o deslocamento das reservas anteriormente classificadas como “provadas” para as categorias de “prováveis” e “possíveis”.

Na região da América Central e do Sul, detentora de 9,5% das reservas provadas mundiais, houve um aumento de 4,2% nas reservas da região. No principal produtor de petróleo da região, a Venezuela, as reservas praticamente não tiveram alterações em relação ao ano anterior. Em 2002, as reservas de petróleo no Brasil elevaram-se para 9,8 bilhões de

barris, um aumento de pouco mais de 15,5% em relação a 2001.

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Reservas provadas de petróleo (bilhões b)										03/02
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	%
Total	1.031,1	1.040,5	1.063,8	1.053,1	1.066,3	1.083,5	1.106,1	1.114,3	1.146,3	1.147,7	0,13
América do Norte	89,8	89,0	89,3	69,6	72,1	76,2	73,1	73,7	65,5	63,6	-2,90
Canadá	10,4	10,5	11,0	10,7	15,1	18,3	18,3	17,8	17,6	16,9	-4,22
Estados Unidos	29,6	29,8	29,8	30,5	28,6	29,7	30,4	30,4	30,7	30,7	-
México	49,8	48,8	48,5	28,4	28,4	28,3	24,4	25,4	17,2	16,0	-6,72
Américas Central e do Sul	81,5	83,7	90,1	92,5	94,0	96,1	95,8	99,9	100,5	102,2	1,67
Argentina	2,3	2,4	2,6	2,6	2,8	3,1	3,0	2,9	2,8	3,2	13,22
Brasil ¹	5,4	6,2	6,7	7,1	7,4	8,2	8,5	8,5	9,8	10,6	8,13
Colômbia	3,1	3,0	2,8	2,6	2,5	2,3	2,0	1,8	1,8	1,5	-16,67
Equador	3,5	3,4	2,8	2,8	2,6	3,0	2,6	4,7	4,6	4,6	-
Peru	0,8	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	-
Trinidad e Tobago	0,6	0,6	0,7	0,5	0,6	0,7	0,7	2,0	1,9	1,9	-
Venezuela	64,9	66,3	72,7	74,9	76,1	76,8	76,8	77,7	77,2	78,0	1,04
Outros	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,3	1,4	1,5	1,5	0,29
Europa e ex-União Soviética	80,2	81,5	82,6	87,6	93,8	95,9	99,1	99,5	104,3	105,9	1,54
Azerbaijão	...	...	...	...	7,0	7,0	6,9	7,0	7,0	7,0	-
Cazaquistão	...	...	...	...	8,0	8,0	8,0	8,0	9,0	9,0	-
Dinamarca	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,1	1,3	1,3	1,3	-
Itália	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	-
Noruega	9,6	10,8	11,6	12,0	11,6	10,9	11,3	11,6	10,4	10,1	-2,90
Reino Unido	4,3	4,5	5,0	5,2	5,1	5,0	4,7	4,5	4,5	4,5	-
Romênia	1,0	1,0	1,0	0,9	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	0,9	-18,28
Rússia	...	...	...	...	56,0	59,0	62,0	62,0	67,0	69,1	3,13
Turcomenistão	...	...	...	...	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	-
Uzbequistão	...	...	...	...	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	-
Outros	63,8	63,6	63,4	68,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	0,45
Oriente Médio	661,7	661,5	672,2	672,8	673,8	674,8	691,0	695,3	726,8	726,6	-0,03
Arábia Saudita	261,4	261,5	261,4	261,5	261,5	262,8	262,8	262,7	262,8	262,7	-0,02
Catar	3,5	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	13,2	15,2	15,2	15,2	-
Coveite	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	-
Emirados Árabes Unidos	98,1	98,1	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	-
Iêmen	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,7	0,7	0,7	-
Irã	94,3	93,7	92,6	92,6	93,7	93,1	99,5	99,1	130,7	130,7	-
Iraque	100,0	100,0	112,0	112,5	112,5	112,5	115,0	115,0	115,0	115,0	-
Omã	5,1	5,2	5,3	5,4	5,4	5,7	5,8	5,9	5,7	5,6	-2,35
Síria	2,7	2,6	2,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	-
Outros	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-
África	64,7	71,4	74,4	74,7	76,6	84,7	93,4	96,8	101,7	101,8	0,07
Argélia	10,0	10,0	10,8	11,2	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	-
Angola	3,0	3,1	3,7	3,9	4,0	5,1	6,0	6,5	8,9	8,9	-
Camarões	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	-6,25
Congo (Brazzaville)	1,4	1,3	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	-
Egito	3,9	3,8	3,8	3,7	3,8	3,8	3,6	3,7	3,5	3,6	2,41
Gabão	1,4	1,5	2,8	2,7	2,6	2,6	2,4	2,4	2,4	2,4	-
Líbia	22,8	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	36,0	36,0	36,0	36,0	-
Nigéria	21,0	20,8	20,8	20,8	22,5	29,0	29,0	31,5	34,3	34,3	-
Sudão	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,6	0,7	0,7	0,7	-
Tunísia	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	-
Outros	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,9	2,0	2,3	2,3	2,3	-
Ásia-Pacífico	53,1	53,4	55,3	55,8	56,1	55,7	53,7	49,1	47,5	47,7	0,40
Austrália	3,4	3,5	2,4	2,5	2,8	2,9	2,8	3,8	3,7	4,4	19,05
Brunei	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	-
China	30,2	31,0	34,1	34,0	33,5	32,5	30,6	24,9	23,7	23,7	-
Índia	5,8	5,5	5,5	5,6	5,4	5,0	5,3	5,5	5,6	5,6	-
Indonésia	5,0	5,0	5,0	4,9	5,1	5,2	5,1	5,1	4,7	4,4	-6,08
Malásia	5,2	5,2	5,0	5,0	4,7	5,0	4,5	4,5	4,2	4,0	-5,44
Papua Nova Guiné	0,6	0,3	0,3	0,3	0,3	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	-
Tailândia	0,2	0,3	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	-
Vietnã	0,6	0,8	0,9	1,2	1,9	1,8	2,0	2,2	2,5	2,5	-
Outros	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	-
Total OPEP	777,4	785,1	802,8	806,0	810,3	818,2	840,5	847,9	881,6	882,0	0,05
Total não-OPEP	253,7	255,5	261,0	247,1	256,1	265,2	265,5	266,4	264,7	265,7	0,39

Fontes: BP Amoco Statistical Review of World Energy 2003, exceto para o Brasil; para o Brasil, ANP/SDP, conforme a Portaria ANP n.º 9/00, para os anos de 1999 a 2003, e Petrobras/SERPLAN, para os anos anteriores.

Notas: 1. Reservas em 31/12 dos anos de referência.

2. Dados retificados pela BP Amoco.

3. Em relação aos dados de reserva do Brasil, ver em Notas Gerais item sobre "Reservas Brasileiras de Petróleo e Gás Natural".

¹Inclui condensado.

ILUSTRAÇÃO 1.3 – RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO 1993-2002

No ano de 2001 a produção mundial sofreu uma redução de 0,3%, em 2002 a queda registrada foi de 0,6%, com isso o volume mundialmente produzido de petróleo foi de 73,9 milhões de barris diários (ilustrações 1.4 e 1.5).

ILUSTRAÇÃO 1.4 – DISTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO MUNDIAL DE PETRÓLEO

Nos países integrantes da OPEC, a produção estimada foi de 28,2 milhões de barris diários (38,2% da produção mundial), apresentando uma queda de 6,2% sobre o ano anterior, enquanto que nos países não integrantes à organização houve crescimento de 3,3% no volume do petróleo produzido. Segundo a ANP (2003, pg 5), a queda verificada na produção da OPEC deveu-se, em grande parte, a mais um corte na produção promovido pela organização, que se somou aos quatro cortes que já haviam sido realizados em 2001, e que foram mantidos durante o ano de 2002.

Fora da OPEC, destaca-se a produção da Europa e Ex-União Soviética com aumento de 5,0%, totalizando 16,2 milhões de barris diários (21,9% da produção mundial).

Na América Central e na América do Sul foram registradas em 2002 uma redução de 1,9% na produção, apesar da produção do Brasil ter aumentado em 12,5% em relação ao ano anterior. O Brasil tem a segunda maior produção desta região (22,5%), atrás apenas da Venezuela (44,2%). Com isso o Brasil pulou da 18ª posição em 2001 para a 16ª posição em

2002 no *ranking* mundial de produtores de petróleo, cuja primeira posição é mantida pela Arábia Saudita com 8,7 milhões de barris dia.

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Produção de gás natural (bilhões m ³)										02/01 %
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	
Total	2.080,1	2.101,4	2.141,9	2.235,8	2.239,8	2.290,6	2.352,9	2.436,7	2.494,1	2.528,5	1,38
América do Norte	684,8	716,8	719,6	733,3	740,6	754,8	756,2	770,4	779,8	766,0	-1,77
Estados Unidos	520,4	541,8	534,3	541,7	543,1	549,2	541,6	551,4	557,7	547,7	-1,79
Canadá	139,0	149,1	158,7	163,6	165,8	171,3	177,4	183,2	186,8	183,5	-1,77
México	25,4	25,9	26,6	28,0	31,7	34,3	37,2	35,8	35,3	34,8	-1,42
Américas Central e do Sul	64,6	67,9	73,9	81,9	83,3	89,2	91,5	99,1	102,8	103,9	1,12
Argentina	21,5	22,3	25,0	28,9	27,4	29,6	34,6	37,4	37,1	36,1	-2,70
Bolívia	3,0	3,3	3,2	3,2	2,9	3,0	2,5	3,5	5,1	5,4	5,88
Brasil	4,6	5,0	5,5	6,0	6,5	6,9	8,0	8,2	8,4	10,0	19,83
Colômbia	4,2	4,2	4,4	4,7	5,9	6,3	5,2	5,9	6,1	6,2	1,64
Trinidad e Tobago	5,9	6,2	6,1	7,1	7,4	8,6	11,7	14,1	14,7	16,8	14,29
Venezuela	23,3	24,7	27,5	29,7	30,8	32,3	27,4	27,9	29,1	27,3	-6,19
Outros	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2,5	2,1	2,1	2,3	2,1	-8,70
Europa e ex-União Soviética	944,4	907,5	904,0	944,8	899,3	915,4	934,8	959,5	968,2	988,1	2,06
Alemanha	14,9	15,6	16,1	17,4	17,1	16,7	17,8	16,9	17,4	17,4	-
Azerbaijão	6,3	6,0	6,2	5,9	5,6	5,2	5,6	5,3	5,2	4,8	-7,69
Cazaquistão	6,2	4,2	5,5	6,1	7,6	7,4	9,3	10,8	10,8	12,3	13,89
Dinamarca	4,5	4,9	5,3	6,4	7,9	7,6	7,8	8,1	8,4	8,4	-
Holanda	70,0	66,4	67,0	75,8	67,1	63,6	59,3	57,3	61,9	59,9	-3,23
Itália	19,5	20,6	20,4	20,0	19,3	19,0	17,5	16,2	15,2	15,1	-0,66
Noruega	24,8	26,8	27,8	37,4	43,0	44,2	48,5	49,7	53,9	65,4	21,34
Polônia	3,6	3,4	3,5	3,6	3,6	3,6	3,4	3,7	3,9	4,0	2,56
Reino Unido	60,5	64,6	70,8	84,2	85,9	90,2	99,1	108,3	105,8	103,1	-2,55
Romênia	20,6	18,7	18,0	17,2	15,0	14,0	14,0	13,8	13,6	10,8	-20,59
Rússia	576,5	566,4	555,4	561,1	532,6	551,3	551,0	545,0	542,4	554,9	2,30
Turcomenistão	60,9	33,3	30,1	32,8	16,1	12,4	21,3	43,8	47,9	49,9	4,18
Ucrânia	17,9	17,0	17,0	17,2	17,4	16,8	16,9	16,7	17,1	17,2	0,58
Uzbequistão	42,0	44,0	45,3	45,7	47,8	51,1	51,9	52,6	53,5	53,8	0,56
Outros	16,2	15,6	15,6	14,0	13,3	12,3	11,4	11,3	11,2	11,1	-0,89
Oriente Médio	122,9	134,8	148,9	158,0	175,4	184,1	193,9	207,7	229,8	235,6	2,52
Arábia Saudita	40,0	42,8	42,9	44,4	45,3	46,8	46,2	49,8	53,7	56,4	5,03
Bahrein	6,9	7,1	7,2	7,4	8,0	8,4	8,7	8,8	9,1	9,2	1,10
Catar	13,5	13,5	13,5	13,7	17,4	19,6	22,1	24,9	27,9	29,3	5,02
Coveite	5,4	6,0	9,3	9,3	9,3	9,5	8,6	9,6	9,5	8,7	-8,42
Emirados Árabes Unidos	23,0	25,8	31,3	33,8	36,3	37,1	38,5	38,4	45,0	46,0	2,22
Irã	27,1	31,8	35,3	39,0	47,0	50,0	56,4	60,2	63,3	64,5	1,90
Omã	2,8	2,9	4,1	4,4	5,0	5,2	5,5	8,4	14,0	14,8	5,71
Síria	1,4	1,5	1,9	2,5	3,8	4,3	4,5	4,2	4,3	4,1	-4,65
Outros	2,8	3,4	3,4	3,5	3,3	3,2	3,4	3,4	3,0	2,6	-13,33
África	79,5	75,3	83,3	88,8	99,4	104,7	116,8	126,5	130,3	133,2	2,23
Argélia	56,1	51,6	58,7	62,3	71,8	76,6	86,0	84,4	78,2	80,4	2,81
Egito	10,0	10,6	11,0	11,5	11,6	12,2	14,7	18,3	21,5	22,7	5,58
Líbia	5,8	5,8	5,8	5,8	6,0	5,8	4,7	5,4	5,6	5,7	1,79
Nigéria	4,9	4,4	4,8	5,4	5,1	5,1	6,0	12,5	18,4	17,7	-3,80
Outros	2,7	2,9	3,0	3,8	4,9	5,0	5,4	5,9	6,6	6,7	1,52
Ásia-Pacífico	183,9	199,1	212,2	229,0	241,8	242,4	259,7	273,5	283,2	301,7	6,53
Austrália	24,5	28,1	29,3	30,1	29,9	31,1	31,6	32,8	33,6	34,5	2,68
Bangladesh	6,1	6,6	7,4	7,6	7,6	7,8	8,3	10,0	10,7	11,2	4,67
Brunei	10,3	10,4	11,8	11,7	11,7	10,8	11,2	11,3	11,4	11,5	0,88
China	16,2	16,6	17,6	19,9	22,2	22,3	24,3	27,2	30,3	32,6	7,59
Índia	15,9	16,6	19,6	20,7	23,0	24,7	25,9	26,9	27,3	28,4	4,03
Indonésia	55,9	62,5	63,4	67,5	67,2	64,3	71,0	68,5	66,3	70,6	6,49
Malásia	24,9	26,1	28,9	33,6	38,6	38,5	40,8	45,3	47,3	50,3	6,34
Nova Zelândia	4,9	4,4	4,1	4,9	5,1	4,5	5,2	5,5	5,8	6,3	8,62
Paquistão	12,2	13,3	14,6	15,4	15,6	16,0	17,3	18,9	19,9	20,9	5,03
Tailândia	8,4	9,5	10,4	12,2	15,2	16,3	17,7	18,6	18,0	18,9	5,00
Outros	4,6	5,0	5,1	5,4	5,7	6,1	6,4	8,5	12,6	16,5	30,95
Total OPEP	256,10	270,70	291,00	310,60	336,90	347,1	366,9	381,6	397,0	406,6	2,42
Total não-OPEP	1.824,0	1.830,7	1.850,9	1.925,2	1.902,9	1.943,5	1.986,0	2.055,1	2.097,1	2.121,9	1,19

Fontes: BP Amoco Statistical Review of World Energy 2003, exceto para o Brasil; para o Brasil, ANP/SDP, conforme o Decreto n.º 2.705/98 para os anos de 1999 a 2002, e Petrobras/SERPLAN, para os anos anteriores.

Nota: Não inclui gás queimado e gás reinjetado.

ILUSTRAÇÃO 1.5 – PRODUÇÃO DE PETRÓLEO 1993-2002

Quanto ao consumo mundial, as bases são os consumos verificados na Europa mais a região da ex-União Soviética (26,3% do total consumido por dia no ano de 2002), e principalmente nos Estados Unidos (25,4%). Portanto, qualquer alteração no consumo norte-americano causa enorme flutuação na demanda do produto. Um exemplo dessa reação em cadeia pode ser sentida num trecho da matéria jornalística apresentada a seguir:

“A expectativa dos analistas era de um aumento nessas reservas. A tensão do mercado aumenta com a proximidade da temporada de férias nos Estados Unidos, quando a demanda por combustível aumenta por conta da elevação no número de viagens.” (GAZETA MERCANTIL, 15/05/2003)

Diariamente as informações sobre as reservas, a produção e o consumo mundial de petróleo, acompanhadas das decisões da OPEC, cruzam todos os continentes e países do globo, influenciando e fomentando as cotações de preços do mineral nos principais mercados balizadores⁶.

As reuniões e as decisões da OPEC se concentram nos níveis de produção que os membros da organização julgam como ideais, com o intuito de elevar ou manter os preços do óleo cru no mercado internacional para maximizarem seus retornos. O alto volume de reservas, associado aos baixos custos de extração do óleo nos países membros, principalmente àqueles localizados no Oriente Médio, dão ao cartel a flexibilidade de esperar, manter ou aumentar a produção de acordo com as necessidades comuns dos membros⁷.

As informações sobre as reservas mundiais afetam o mercado como um todo, permite que um país ou uma empresa detentora de reservas extraia o mineral de acordo com seus planos de exploração, visando obter o maior retorno possível diante das incertezas do mercado e das condições operacionais da empresa.

⁶ Os principais mercados de referência do petróleo são: a Bolsa de Mercadorias de Nova York – NYMEX, com a cotação WTI, e a Bolsa Internacional de Petróleo – IPE, de Londres, com a cotação Brent.

⁷ Os custos unitários médios de produção na região do Oriente Médio giram em torno de menos de US\$ 1 por barril em poços terrestres.

Consumo de Óleo (mil barris / dia)											02/01
	1.993	1.994	1.995	1.996	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	%
USA	17.236	17.719	17.725	18.309	18.621	18.917	19.519	19.701	19.649	19.708	0%
Canada	1.712	1.742	1.776	1.818	1.888	1.913	1.926	1.937	1.964	1.988	1%
Mexico	1.549	1.685	1.561	1.608	1.682	1.763	1.765	1.835	1.828	1.791	-3%
Total North America	20.498	21.145	21.061	21.736	22.191	22.593	23.210	23.473	23.441	23.487	0%
Argentina	418	416	415	432	451	467	445	431	404	354	-12%
Brazil	1.354	1.418	1.498	1.601	1.729	1.800	1.879	1.855	1.896	1.849	-2%
Chile	174	190	209	228	242	247	251	238	232	236	2%
Colombia	238	246	260	268	272	266	238	232	245	222	-10%
Ecuador	106	115	112	125	142	145	131	129	132	131	-1%
Peru	123	134	150	155	154	155	159	155	148	148	0%
Venezuela	430	436	446	426	452	475	474	496	491	502	3%
Other S. & Cent. America	963	1.022	1.044	1.065	1.098	1.128	1.129	1.125	1.137	1.148	1%
Total S. & Cent. America	3.804	3.977	4.136	4.300	4.539	4.683	4.705	4.662	4.684	4.590	-2%
Austria	237	235	234	242	246	255	250	244	265	269	1%
Azerbaijan	165	163	171	140	120	151	149	124	74	73	-2%
Belarus	281	257	247	186	193	167	141	132	117	116	-1%
Belgium & Luxembourg	546	556	546	606	629	656	670	702	669	679	2%
Bulgaria	127	118	115	114	92	100	93	84	87	90	4%
Czech Republic	142	149	169	177	170	174	174	169	178	174	-2%
Denmark	196	209	217	235	229	223	222	215	205	205	0%
Finland	206	216	208	216	213	221	224	224	222	226	3%
France	1.940	1.878	1.893	1.930	1.948	2.016	2.044	2.007	2.023	1.967	-3%
Germany	2.904	2.880	2.882	2.921	2.913	2.915	2.824	2.763	2.804	2.709	-3%
Greece	342	346	361	372	379	374	383	406	462	463	0%
Hungary	162	169	159	148	150	157	151	145	142	138	-4%
Iceland	15	15	16	16	18	18	18	19	18	18	2%
Republic of Ireland	106	116	118	124	136	152	172	170	185	180	-3%
Italy	1.924	1.920	1.987	1.956	1.969	1.974	1.980	1.956	1.946	1.943	0%
Kazakhstan	315	247	242	204	207	165	133	140	136	130	-5%
Lithuania	78	72	64	66	66	76	63	49	56	56	-1%
Netherlands	788	792	828	810	856	854	880	899	948	951	0%
Norway	210	212	212	218	223	215	216	201	213	209	-2%
Poland	296	314	321	368	391	424	431	427	415	422	2%
Portugal	252	253	270	256	290	315	321	312	305	309	2%
Romania	242	226	274	260	276	242	195	203	217	224	3%
Russian Federation	3.788	3.267	2.934	2.606	2.593	2.484	2.534	2.474	2.456	2.469	1%
Slovakia	67	70	69	71	72	80	73	73	68	70	3%
Spain	1.079	1.120	1.177	1.221	1.290	1.381	1.423	1.452	1.508	1.520	1%
Sweden	335	354	338	362	336	338	337	318	318	315	-1%
Switzerland	264	272	253	261	276	279	271	263	281	267	-5%
Turkey	574	553	610	635	646	640	638	695	665	647	-2%
Turkmenistan	64	74	78	60	60	56	50	46	48	52	8%
Ukraine	498	398	380	284	277	287	255	240	255	259	2%
United Kingdom	1.791	1.777	1.757	1.798	1.752	1.750	1.735	1.705	1.675	1.675	0%
Uzbekistan	163	145	134	148	135	141	143	128	131	133	2%
Other Europe & Eurasia	438	381	382	391	432	445	437	427	446	450	1%
Total Europe & Eurasia	20.535	19.756	19.644	19.404	19.582	19.721	19.630	19.410	19.539	19.406	-1%
Iran	1.044	1.099	1.204	1.248	1.221	1.160	1.192	1.158	1.127	1.115	-2%
Kuwait	102	124	130	126	139	180	202	202	206	210	2%
Qatar	17	19	21	23	25	26	24	25	30	44	47%
Saudi Arabia	1.116	1.160	1.123	1.163	1.199	1.267	1.306	1.333	1.347	1.363	1%
United Arab Emirates	335	353	349	346	345	282	266	243	245	248	1%
Other Middle East	1.090	1.135	1.202	1.207	1.261	1.292	1.314	1.358	1.353	1.359	0%
Total Middle East	3.704	3.891	4.028	4.112	4.189	4.207	4.304	4.320	4.309	4.338	1%
Algeria	210	204	198	187	187	194	187	192	208	224	8%
Egypt	438	437	474	501	531	559	573	564	548	550	0%
South Africa	383	401	427	437	445	451	462	475	488	501	3%
Other Africa	1.042	1.088	1.098	1.114	1.143	1.179	1.216	1.220	1.237	1.253	1%
Total Africa	2.074	2.130	2.197	2.239	2.305	2.383	2.439	2.451	2.481	2.527	2%
Australia	720	753	781	794	823	825	843	837	845	846	0%
Bangladesh	43	45	59	60	69	76	68	67	69	71	2%
China	2.913	3.145	3.390	3.672	3.935	4.047	4.416	4.985	5.030	5.362	6%
China Hong Kong SAR	174	185	198	194	192	184	193	201	243	272	12%
India	1.313	1.413	1.533	1.663	1.753	1.835	2.016	2.067	2.066	2.090	1%
Indonesia	782	774	820	888	963	914	980	1.053	1.090	1.072	-2%
Japan	5.440	5.745	5.784	5.812	5.761	5.525	5.618	5.576	5.434	5.337	-2%
Malaysia	330	372	381	405	431	407	439	441	448	489	9%
New Zealand	112	121	125	127	131	131	134	135	138	145	6%
Pakistan	272	291	315	329	339	350	363	373	366	359	-3%
Philippines	290	306	344	360	389	392	375	348	347	333	-5%
Singapore	516	590	617	586	630	651	619	654	716	699	-3%
South Korea	1.675	1.840	2.009	2.144	2.373	2.030	2.178	2.229	2.235	2.288	2%
Taiwan	620	665	713	717	741	766	820	816	819	817	-1%
Thailand	556	617	717	776	785	736	734	725	701	746	7%
Other Asia Pacific	282	294	310	344	368	383	401	432	451	474	5%
Total Asia Pacific	16.038	17.155	18.094	18.868	19.680	19.250	20.198	20.939	21.000	21.399	2%
TOTAL WORLD	66.653	68.054	69.160	70.658	72.485	72.839	74.485	75.254	75.453	75.747	0%
Of which European Union 15	12.646	12.654	12.816	13.049	13.186	13.422	13.465	13.371	13.535	13.409	-1%
OECD	42.822	44.012	44.383	45.556	46.409	46.513	47.420	47.611	47.608	47.457	-1%
Former Soviet Union	5.536	4.744	4.357	3.779	3.751	3.632	3.564	3.423	3.363	3.381	1%
Other EMEs	18.295	19.298	20.420	21.323	22.325	22.694	23.501	24.220	24.482	24.908	1%

Fonte: ANP e BP-Amoco

ILUSTRAÇÃO 1.6 – CONSUMO MUNDIAL DE PETRÓLEO 1993-2002

1.2 - Antecedentes do Estudo

Quanto maior o número de segmentos que uma empresa atue dentro do setor petrolífero, maiores são as flexibilidades gerenciais e os proveitos tirados na alta do preço do barril de petróleo. Por isso, as empresas do setor têm procurado desenvolver estratégias de integração horizontal que permitem operar com vasta escala, em vários países e com diferentes níveis de campos e riscos políticos. Normalmente as empresas do setor atuam em uma ou mais das quatro atividades ou segmentos verificados no setor:

1. Exploração e produção (E&P)
2. Transporte
3. Refino de óleo e processamento de gás
4. Vendas (marketing) e distribuição

Uma empresa é tradicionalmente considerada integrada quando atua na atividade de exploração e produção (E&P) e em pelo menos mais uma das demais atividades. Já uma empresa independente é aquela que atua somente no segmento de exploração e produção de óleo cru.

A ilustração 1.7, apresentada a seguir, demonstra a importância que a atividade de exploração e produção representa em algumas importantes empresas do setor petrolífero mundial.

	Petrobrás	C-Texaco	Shell	Occidental	Petro-Canada	Total
Ativo Total	32.018	77.359	152.691	16.548	13.439	292.055
Ativos E&P	14.822	37.843	57.914	12.483	9.466	132.528
	46,3%	48,9%	37,9%	75,4%	70,4%	45,4%
Resultado Total	2.197	1.132	9.419	989	974	14.711
Resultado E&P	3.408	4.556	6.997	1.707	913	17.581
	155,1%	402,5%	74,3%	172,6%	93,7%	119,5%

Fonte: Formulários 10K, 20F e 40F do ano de 2002 das empresas analisadas.

ILUSTRAÇÃO 1.7 - REPRESENTATIVIDADE DA ATIVIDADE DE E&P

Em 2002 na Petrobrás, 46,3% do ativo total da companhia era representado por ativos da área de E&P, já na Occidental Petroleum essa participação era de 75,4%. Quanto à participação no resultado das empresas, 93,7% do lucro da Petro-Canada foi originado das

operações de exploração e produção, enquanto que na Chevron-Texaco o lucro da atividade de E&P foi quatro vezes maior que o lucro total da companhia, motivados pelos prejuízos em outras áreas e do efeito negativo gerado pela fusão da Chevron com a Texaco.

A indústria petrolífera como um todo é por natureza uma indústria com capital altamente intensivo. Essa característica pode ser observada em quaisquer das fases da atividade de mineração, seja pelo alto valor dos investimentos necessários ou pelo alto nível de risco inerente à atividade.

Mas, apesar de todo o risco da atividade, os poucos sucessos na busca por reservas comerciais têm sido suficientes para reparar (compensar) os inúmeros poços estéreis encontrados, pois as taxas internacionais de sucesso das explorações variam de região para região; nos Estados Unidos entre 13% e 14% e na Arábia Saudita aproximadamente de 75% (ilustrações 1.8 e 1.9).

Local	Probabilidade de Sucesso
Oeste Europeu e Estados Unidos	13% – 14%
Canadá, Líbia e Países Baixos	25% - 35%
Nigéria	60%
Arábia Saudita	75%

Fonte: Masseron (1982; Apud Clô, 2000).

ILUSTRAÇÃO 1.8 – TAXAS INTERNACIONAIS DE SUCESSO

Ano	Índice de Sucesso
1999	35%
2000	23%
2001	24%
2002	23%
Média: 1999 – 2002	26%

Fonte: Petrobrás (2002).

ILUSTRAÇÃO 1.9 – TAXAS DE SUCESSO DA PETROBRÁS

Os índices de sucessos nas perfurações de poços são calculados pela divisão do número de campos ou poços frutíferos encontrados pelo número de campos ou poços explorados. A análise da viabilidade de cada poço ou campo é feita, entre outras coisas, pela relação entre o preço e o custo, custo este que pode variar de região para região. Por exemplo, os custos unitários de produção podem variar entre menos que US\$ 1 por barril em poços

terrestres do Oriente Médio e o máximo de US\$ 25 por barril em poços localizados no Mar do Norte (CLÔ, 2000, p. 8). Já os preços sofrem influências de uma série de fatores, além , é claro, da oferta e da procura. A ilustração 1.10 demonstra o comportamento dos preços do óleo cru com base na cotação *Brent* e os principais eventos econômicos e políticos que, de alguma forma, influenciaram esses preços.

BP statistical review of world energy 2003

ILUSTRAÇÃO 1.10 – EVOLUÇÃO DO PREÇO (*Brent*) DO PETRÓLEO DE 1861 ATÉ 2002

A escala de preços mundiais é feita com base nas cotações apresentadas diariamente do preço à vista ou no mercado futuro de óleo cru em cinco mercados de referência (*benchmarks*): *Brent* (UK), *Alaskan North Slope* - *ANS* e *West Texas Intermediate* - *WTI* (EUA), *Dubai* e *Tapis* (Extremo Oriente).

Clô (2000, p. 206) afirma, baseado em dados do ano de 1996, que 21% do óleo cru negociado é avaliado com base na cotação *Brent* (produzido e exportado para a Europa); 26% é baseado na cotação *WTI* (produzido e exportado para os Estados Unidos); 3% é fixado com base na cotação *ANS* (produção e exportação para América do Norte); 15% na cotação de

Dubai (Exportado para o Extremo Oriente); 8% na cotação de *Tapis* (produzido e consumido na própria área); o restante, 27%, é destinado ao consumo interno onde não há a presença de uma economia de mercado.

Além do alto nível de risco operacional e de preços, as empresas do setor petrolífero apresentam algumas outras caracterizadas, entre elas estão:

- a) o grande espaço de tempo entre o investimento e os seus retornos;
- b) o excesso de regulamentações;
- c) a complexidade das regras tributárias;
- d) a alta especialização das normas de contabilidade financeira;
- e) as necessidades do mercado e as exigências dos órgãos reguladores de evidenciações cada vez mais próximas da essência econômica do empreendimento;
- f) a dificuldade na estimação do fluxo de caixa descontado e suas variantes, para se apurar o valor da empresa e sua relação com o preço de mercado das ações.

Essas características são mais evidentes exatamente quando se observa o principal segmento das empresas do setor - as atividades de exploração e produção de óleo e gás (ver ilustração 1.7). Na verdade elas representam alguns dos motivos que, de alguma forma, influenciaram a escolha do tema deste trabalho – a atividade de exploração e produção de óleo e ou gás (E&P).

Enquanto em outros setores industriais um aumento no investimento corresponde a um aumento (proporcionalmente maior ou menor) da capacidade de produção, na exploração de óleo e/ou gás necessariamente isso não corresponde a um aumento na quantidade final de petróleo extraível, que pode permanecer inalterada, enquanto sua taxa de exploração pode aumentar com subsequente redução no horizonte da exploração (CLÔ, 2000, p. 12).

Nas demais atividades industriais o custo de aquisição de um ativo é tipicamente igual ao seu valor justo (*fair value*). Entretanto, na atividade de exploração e produção, ou seja, na

exploração de uma reserva, os gastos realizados com a intenção de se encontrar reservas de petróleo não possuem relação com o valor das reservas (GALLUN, STEVENSON e NICHOLS, 1993, p. 40.; WOLK, FRANCIS e TEARNEY, 1984, p. 467). Por isso, a informação sobre o valor estimado das reservas, aparentemente demonstra ser mais importante para as decisões de investimento que a informação sobre os custos (BIERMAN, DUKES e DYCKMAN, 1974, p. 62).

Uma das maiores limitações verificadas na contabilidade pelo custo histórico das empresas petrolíferas, é que o valor adicionado resultante da descoberta de uma reserva mineral não era separadamente evidenciado quando se fazia uma descoberta, somente quando os minerais fossem produzidos e vendidos num período subsequente é que eram incluídos no resultado⁸. Portanto, a contabilidade pelo custo histórico na indústria extrativista considerava que seu principal ativo, as reservas minerais, não apresentavam valor nas demonstrações contábeis. Aparentemente, isso não representa um grande problema para as demais indústrias, onde o custo das transações pode ser razoavelmente considerado como uma mensuração justa pelo valor recebido (*fair value*), mas é um problema na indústria extrativista, em que os custos incorridos na descoberta de reservas minerais não são indicativos de uma mensuração justa do valor recebido.

Para tentar amenizar essa situação o FASB emitiu em 1982 o SFAS nº 69 - *Disclosures about Oil and Gas Producing Activities*, exigindo que as empresas com ações negociadas em bolsa e com participação significativa nas atividades de exploração e produção de óleo e/ou gás, evidenciassem como informações suplementares os seguintes itens⁹:

Base no custo histórico:

1. informação sobre a quantidade de reservas provadas;
2. gastos capitalizados na atividade de exploração e produção de óleo e/ou gás;

⁸ Essa condição está de acordo com o princípio de Realização das Receitas.

⁹ O capítulo 5 desse estudo trata somente da evidenciação para o setor petrolífero.

3. gastos incorridos na aquisição de propriedades e na atividade de exploração e de desenvolvimento;
4. resultados das operações da atividade de exploração e produção de óleo e/ou gás.

Base no valor corrente:

1. mensuração padronizada pelo valor presente dos fluxos futuros de caixa, relativo a quantidade de reservas provadas;
2. alterações nas mensurações do fluxo futuro de caixa descontado padronizado.

Empresas com ou sem ações negociadas:

1. método contábil usado na contabilização das atividades de exploração e produção de óleo e/ou gás;
2. disposição dos gastos capitalizados.

Os esforços feitos pelo FASB (SFAS nº 19, 25 e principalmente pelo SFAS nº 69) e pela SEC (Reg. SX 4-10) com a intenção de sanar os problemas da evidenciação no setor petrolífero, foram duramente criticados, e menosprezados qualquer poder informacional das novas formas de divulgação da atividade de exploração e produção do petróleo, especialmente as reservas provadas do mineral (HARRIS e OHLSON, 1987; HARRIS e OHLSON, 1990; JOHNSEN, PAXSON e RIZZUTO, 1996).

1.3 – Justificativas do Estudo

Os investidores necessariamente precisam de informações úteis ao seu processo decisório de investir e desinvestir em uma empresa. É notório no mercado que as informações divulgadas através das Demonstrações Contábeis fazem parte do conjunto de informações desejadas pelos investidores. Portanto, a forma como são compatibilizadas e divulgadas as informações do setor petrolífero, e posteriormente combinadas com informações do mercado,

devem auxiliar no processo decisório.

O dilema vivido pelos investidores está em descobrir quais são as informações existentes no mercado, que conjugadas com as informações da empresa, possam gerar avaliações mais precisas e, conseqüentemente, decisões mais precisas de investimentos nas empresas 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; LEV, 1979; CONNOR, 1979; MAGLIOLO, 1986; HARRIS e OHLSON, 1987; DHALIWAL, 1988; HARRIS e OHLSON, 1990; DORAN, COLLINS, CLINCH e MAGLIOLO, 1992; JOHSEN, PAXSON e RIZZUTO, 1996).

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 que este setor exerce sobre a economia e a política mundial¹⁰, os modelos de avaliações precisam ser testados para que se aproximem ao máximo da realidade econômica das empresas que exploram recursos minerais.

1.4 – Problema de Pesquisa

Considerando que os investidores precisam de informações que reflitam a essência econômica de um empreendimento petrolífero, e esta é a principal preocupação do FASB e da SEC ao exigir a evidenciação de valores estimados para as reservas provadas, e se for adotada uma determinada medida como o valor justo (*fair value*) deste ativo, este estudo pretende responder a seguinte **questão geral**¹¹:

¹⁰ Sobre esta informação ver: Minadeo, R. Petróleo: A Maior Indústria do Mundo?. Rio de Janeiro: Thex, 2002.

¹¹ Conforme foi mencionado anteriormente, neste estudo, o poder informacional será considerado pela capacidade que cada metodologia de avaliação possui para encontrar o *fair value* das reservas provadas das empresas analisadas (ver capítulo 2).

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?

1.5 – Objetivos do Estudo

Para responder a questão de pesquisa, este estudo tem como **objetivo geral** explorar e desenvolver um arcabouço teórico e normativo para a contabilidade e evidenciação do setor petrolífero, e já que teoricamente existem diferentes formas de avaliação, “contábil” e “econômica”, que podem ser aplicadas aos ativos relacionados à atividade de exploração e produção de petróleo, pretende-se, principalmente, calcular o valor das reservas provadas de óleo e gás de algumas empresas do setor petrolífero mundial, sob diferentes metodologias (técnicas, modelos ou abordagens), e confrontar com uma medida de valor justo (*fair value*) das reservas provadas, para se conhecer, diante dos dados levantados, qual técnica proporciona maior poder informacional para a tomada de decisões econômicas na atividade de exploração e produção de petróleo (E&P)

Como **objetivos específicos** este estudo pretende:

1. Apresentar e comparar os métodos de contabilidade usados no mercado norte-americano, para capitalização dos gastos na atividade de exploração e produção de petróleo - método da Capitalização Total (FC) e método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE).
2. Apresentar as formas e as exigências de evidenciação contábil, exigidas pelo FASB e pela SEC, para a atividade de exploração e produção de petróleo.
3. Apresentar e aplicar o modelo clássico de avaliação de recursos naturais de Hotelling na avaliação de reservas provadas de empresas do setor petrolífero.

4. Apresentar e aplicar o modelo tradicional de avaliação do fluxo de caixa descontado na avaliação de reservas provadas de empresas do setor petrolífero.
5. Apresentar a teoria de opções como uma alternativa para avaliação de ativos reais.
6. Fazer uma comparação conceitual e dos direcionadores de valor entre a técnica de valor presente líquido e teoria de opções.
7. Fazer uma comparação dos direcionadores de valor das opções financeiras e das opções reais.
8. Desenvolver uma forma para adaptar a aplicação da teoria de opções em ativos reais, e esta ao principal ativo da atividade de exploração e produção de petróleo.
9. Verificar a aderência e a sensibilidade dos direcionados de valor das opções aplicadas em ativos reais da atividade de exploração e produção de petróleo.

1.6 – Contribuição do Estudo

Com a abertura do mercado proporcionada pela Lei do Petróleo e os leilões de áreas pela ANP, que culminaram com a chegada de um grande número de empresas estrangeiras e a criação de novas empresas nacionais para explorar o solo e o mar brasileiro, juntamente com a necessidade da agência em controlar e gerenciar futuros leilões de áreas potenciais, espera-se:

- Ao investigar o arcabouço teórico, normativo e prático da contabilidade e a evidenciação contábil para o setor petrolífero norte-americano, o presente estudo sirva de preâmbulo: a) na adoção de políticas de controle e governança corporativa para as empresas do setor; b) nas futuras **exigências de divulgação de informações** pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) para as empresas do setor no mercado de capitais; c) na elaboração das demonstrações

contábeis das empresas do setor, seja para **captação inicial de recursos no exterior** ou para atender as exigências dos órgãos reguladores norte-americanos.

- O desenvolvimento de normas e práticas de contabilidade e evidenciação está diretamente associado ao grau de desenvolvimento econômico, social e político de cada país. No Brasil, país caracterizado por práticas impositivas da legislação fiscal, são os escassos os estudos na área contábil para o setor petrolífero. Ainda não foram incorporadas nas normas e práticas contábeis os avanços das normas norte-americanas do (FASB) e internacionais do *International Accounting Standards Board (IASB)* – e nem sequer as práticas fornecidas pela teoria da contabilidade, com isso pretende-se que este estudo represente um esforço no sentido de impulsionar o desenvolvimento e a **utilização dos métodos de contabilidade para o setor petrolífero nas empresas no Brasil.**
- Ao investigar as diferentes técnicas de avaliação e suas aplicações na atividade de exploração e produção de petróleo, pretende-se que o presente trabalho sirva como: a) corroborante para a técnica de avaliação com maior **poder para capturar o *fair value* das reservas provadas de petróleo** das empresas do setor; b) um preâmbulo para que a **ANP possa definir o preço mínimo de áreas futuramente leiloadas**; c) uma contribuição para a **definição do preço mínimo na venda de campos maduros** pela Petrobrás; d) uma contribuição para que as **empresas possam definir melhor seus lances nos leilões da ANP e, preço de negociação nas fusões e aquisições** de empresas do setor petrolífero; e sobretudo, e) para o **gerenciamento do valor da atividade de exploração e produção de petróleo.**

1.7 – Hipóteses

Com base no levantamento bibliográfico, e principalmente na aplicação empírica nas empresas do setor petrolífero, este estudo propõe testar as seguintes hipóteses:

1. A avaliação dos gastos capitalizados das reservas provadas de óleo e gás pelo valor contábil histórico, apurado conforme o ASR nº 258 e o SFAS nº 19, não representa o valor da atividade de exploração e produção de petróleo.
2. O método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos possui maior sustentação teórica que o método de Capitalização Total para representar os investimentos na atividade de exploração e produção de petróleo.
3. A avaliação pelo fluxo de caixa descontado padronizado, previsto no SFAS nº 69, traduz-se como a melhor forma de evidenciação, apresentada pelas empresas analisadas, para representar o valor das reservas provadas.
4. A teoria de opções apresenta-se como uma técnica superior para se avaliar as reservas provadas de petróleo das empresas analisadas.

1.8 – Teorias de Base e Estudos Relacionados

1.8.1 - Decisão Intertemporal de Produção

Quando uma empresa, proprietária ou licenciada a explorar uma determinada área, inicia a perfuração de um poço e o içamento do petróleo, cada vez menos petróleo estará disponível para a produção futura. Isso deve ser levado em conta quando for tomada qualquer decisão sobre a quantidade ótima de óleo e/ou gás que se deve produzir.

As decisões de produção de óleo e gás envolvem comparações entre custos e benefícios hoje e no futuro. Historicamente e ainda hoje, muitas empresas do setor petrolífero

utilizam o conceito do valor presente líquido de Fisher¹², ou fluxo de caixa descontado.

Uma empresa com reservas provadas de petróleo terá sempre que decidir a quantidade ideal de produção em cada período. Produzir hoje ou economizar para o futuro?

Uma resposta inicial a esta questão, seria a de que depende do lucro que a empresa auferisse se pudesse retirar todo o petróleo do subsolo. Afinal, por que não retirar todo o petróleo se seu preço de venda é mais alto do que seu custo de extração? Entretanto, esta resposta estaria ignorando o custo de oportunidade de esgotar hoje o petróleo de forma que ele não esteja disponível no futuro.

Assim, a melhor resposta a esta questão dependerá não do atual nível de lucros, mas, sim de quão rapidamente se espera que o preço do petróleo aumente. Portanto, existindo expectativas de que o preço do petróleo permaneça constante ou de que suba muito lentamente, a empresa estaria fazendo melhor negócio extraíndo e vendendo todo o petróleo hoje, com o objetivo de investir todos lucros obtidos. Entretanto, se a empresa espera que o preço aumente rapidamente, seria mais apropriado deixar o petróleo onde está.

Com que intensidade deveria estar subindo o preço do petróleo para que a empresa optasse por mantê-lo no subsolo?

O valor de cada barril de petróleo dentro do poço é igual a seu preço menos os seus custos de extração, ou seja, é o lucro que se obteria ao extrair e vender cada barril de petróleo existente. Seu valor deverá estar subindo pelo menos tão rapidamente quanto à taxa de juros,

¹² Em *A Teoria do Juro*. São Paulo: Nova Cultural, 1988, Irving Fisher demonstra que é pela capitalização da renda que se obtém o valor do capital. Nesse sentido, a taxa de juros do mercado permite estimular a capitalização. Todavia, é preciso considerar a influência monetária, ou seja, a evolução dos preços, no que diz respeito ao nível da taxa de juros. Fisher elaborou uma moderna teoria de avaliação dos investimentos. Para ele, a taxa de juros é dominada pela interação de duas forças: a disposição ou ansiedade dos indivíduos em utilizar um rendimento presente para alcançar um rendimento maior no futuro; é o que chama de “princípio de oportunidade de investimento”, a habilidade de converter um rendimento atual num rendimento futuro, que denomina de “taxa de retorno sobre o custo”. Fisher define essa “taxa de retorno sobre o custo” como uma taxa de desconto que equaliza o valor atual dos rendimentos nas possíveis alternativas de investimento, e que depende em seu retorno das taxas de juros utilizadas. Nesse contexto, o lucro depende essencialmente do investimento. A maneira de financiar o investimento consiste em restringir a disponibilidade da renda presente e aplicá-la no dispêndio do investimento, gerador do lucro.

para que a empresa possa optar por manter ou extrair o petróleo do subsolo. Portanto, a regra para a decisão de produção é:

- Manter todo o petróleo no subsolo se espera que o preço, menos o custo de extração, irá subir mais rapidamente do que a taxa de juros.
- Extrair e vender todo o petróleo se espera que o preço, menos o custo de extração, irá subir mais lentamente do que a taxa de juros.
- Ficar indiferente em relação à possibilidade de extração do petróleo ou deixá-lo no subsolo, caso haja a esperança de que o preço do petróleo menos o custo de extração subirá exatamente de acordo com a taxa de juros.

Por exemplo, indicando por P_t o preço do petróleo neste ano, por P_{t+1} seu preço no próximo ano e por C seu custo constante de extração, pode-se escrever esta regra de produção da seguinte forma:

- Se $(P_{t+1} - C) > (1 + r)(P_t - C)$, manter o petróleo no subsolo.
- Se $(P_{t+1} - C) < (1 + r)(P_t - C)$, extrair e vender o petróleo hoje.
- Se $(P_{t+1} - C) = (1 + r)(P_t - C)$, indiferente entre manter ou vender

Considerando a expectativa da empresa a respeito do crescimento dos preços do petróleo, ela poderá utilizar essa regra para determinar sua produção. Mas com que velocidade a empresa estaria esperando que o preço do barril de petróleo subisse?

Em um mercado competitivo, se os demais produtores estiverem interessados em obter o máximo de retorno possível, eles seguirão a regra de produção apresentada anteriormente. Isso significa que o preço menos o custo marginal deverá subir exatamente conforme a taxa de juros. Assim nenhuma empresa estaria disposta a produzir e vender petróleo. Inevitavelmente, tal fato faria com que o preço corrente do petróleo se tornasse mais elevado.

Por outro lado, se o preço menos o custo marginal estivesse subindo mais lentamente do que taxa de juros, todas as empresas estariam dispostas a tentar vender imediatamente o petróleo que possuísem, acarretando em uma redução do preço corrente do mineral.

Na hipótese da existência de um mercado competitivo para o petróleo, o preço do barril ultrapassa o custo marginal e, a diferença entre o preço e custo marginal deverá subir com o decorrer do tempo, na verdade há um custo adicional de oportunidade, pois a produção e a venda de uma unidade atualmente torna tal unidade indisponível para produção e venda no futuro – custo de oportunidade de uso da produção¹³. Esse custo de oportunidade de uso da produção sobe com o tempo, porque à medida que as reservas de petróleo remanescentes se tornam mais escassas, elas se tornam mais valiosas, de tal modo que o custo de oportunidade de esgotar uma unidade adicional se torna mais alto¹⁴.

Na ausência da hipótese de um mercado competitivo, o monopolista exercerá seu poder de monopólio inicialmente cobrando um preço mais elevado pelo petróleo, esgotando mais lentamente o estoque do mineral. Portanto, podemos concluir que o monopolista, no caso do petróleo a OPEC, é mais conservador do recurso esgotável do que um setor competitivo.

Mantendo o mesmo nível de 2002, as reservas provadas mundiais de petróleo são iguais a aproximadamente 40 anos de consumo (ilustrações 1.3 e 1.5). Para o petróleo, o custo de uso, associado ao seu esgotamento poderá tornar-se um componente significativo na definição do preço de mercado. As estimativas de custo de uso como uma fração do preço competitivo do óleo cru e do gás natural gira em torno de 0,4 a 0,5. Além disso, embora a maior parte dos recursos naturais experimentarem grandes flutuações de preços, o custo de

¹³ Duas discussões interessantes sobre o valor de uso podem ser verificadas na clássica passagem sobre o valor de uso e escassez do ouro e da água de Adam Smith em *A Riqueza das Nações* e em David Ricardo em *Princípio de Economia Política e Tributação*, ambos traduzidos e publicados pela Editora Nova Cultural na série os "Os Economistas".

¹⁴ Essa hipótese é importante para poder verificar o comportamento das variáveis envolvidas na formação dos planos de produção das empresas do setor e para projetar as expectativas de preço do mineral no mercado, apesar de que esta hipótese não reflete o mercado de petróleo. A existência da OPEC e de certa forma o nível de descobertas das empresas, fazem com que o preço do petróleo suba ou desça de acordo com suas expectativas de lucros.

uso não tem praticamente nenhuma participação em tais flutuações. Os preços do petróleo sofrem mais variações devido às decisões da OPEC e às complicações políticas ocorridas no Golfo Pérsico; já os preços do gás natural variam em decorrência das modificações no controle de preços exercido pelo governo (PINDYCK e RUBINFELD, 1999, p. 618) e (ilustração 1.10).

O esgotamento dos recursos naturais não tem sido muito importante como determinante dos preços desses recursos ao longo das últimas décadas. Determinantes muito mais importantes têm sido a estrutura do mercado e as variações ocorridas no consumo. Todavia, o papel do esgotamento não deveria ser ignorado, pois no longo prazo ele deverá ser o determinante final da variação nos preços dos recursos naturais.

1.8.2 - Avaliação de Recursos Naturais Exauríveis

As idéias expostas no tópico anterior serviram para alicerçar o modelo clássico de avaliação de recursos naturais elaborado em 1931 por Harold Hotelling¹⁵, conhecido como princípio de avaliação de Hotelling. Por este princípio, que considera a indiferença entre manter ou vender a produção como uma decisão ótima de produção intertemporal, o valor futuro unitário de qualquer recurso exaurível é igual ao seu preço corrente líquido capitalizado pela taxa de juros de mercado, ou da mesma forma, que o valor atual de um recurso natural exaurível é igual ao seu preço futuro estimado descontado pela taxa de juros de mercado:

$$(1) \quad (P_{t+1} - C_{t+1}) = (1 + r) (P_t - C_t)$$

onde:

P é o preço;

C é o custo de extração;

r a taxa de juros; e

¹⁵ Hotelling, H. *The Economics of Exhaustible Resources*. The Journal of Political Economy. April 1931, nº 39, vol 2.

$t + 1$ é o tempo futuro.

Portanto, o princípio de Hotelling (equação 1), implica que o valor das reservas de petróleo possuídas por uma determinada empresa no período 0 é igual a multiplicação de seu volume pela diferença entre o seu preço corrente unitário e seu custo de produção:

$$(2) \quad \text{Valor das Reservas } (H) = R_t (P_t - C_t)$$

onde:

R_t : representa a quantidade de reservas de petróleo da empresa;

P_t : preço do petróleo no período “t”;

C_t : custos de desenvolvimento e produção no período “t”;

H : o princípio de avaliação de Hotelling.

O modelo de avaliação de reservas provadas de óleo e gás, elaborado e exigido pelo FASB através do SFAS nº 69, requer que as empresas avaliem e evidenciem as receitas e os custos futuros de desenvolvimento e produção, que serão gerados em função da comercialização futura de suas reservas provadas de óleo e gás, usando os preços e os custos de desenvolvimento e produção correntes no momento da avaliação. Esse fluxo de caixa estimado deve ser descontado a uma taxa padrão de 10%. Sob essa forma de avaliação o valor das reservas provadas de óleo e gás das empresas será igual a:

$$(3) \quad \text{Valor da Reserva } (F69) = \sum_{j=1}^T \frac{q_j (P_t - C_t)}{1,10^j}$$

onde q_j é a quantidade produzida em cada período no futuro e $F69$ representa a abordagem pelo SFAS nº 69.

Na avaliação pelo fluxo de caixa descontado, desenvolvida por Fisher, os fluxos de caixa gerados pela produção e venda das reservas de óleo e gás devem ser descontados a uma taxa que reflita o custo de oportunidade do investimento empregado na exploração das reservas. A diferença da avaliação pelo fluxo de caixa descontado e o modelo do FASB é a de

que o órgão norte-americano, tentando preservar a independência das análises pelos investidores e a manutenção da comparabilidade das demonstrações contábeis, recomendou que deveriam ser consideradas as mesmas condições econômicas e operacionais existentes no final de cada período e, para descontar o fluxo de caixa, fosse utilizada uma taxa padronizada para aquelas empresas com atividades significantes de exploração e produção de óleo e gás (E&P).

$$(4) \quad \text{Valor da Reserva (FCD)} = \sum_{j=1}^T \frac{q_j(P_t - C_t)}{(1+r)^j}$$

onde *FCD* representa a abordagem pelo fluxo de caixa descontado.

Da mesma forma que nos ativos financeiros, a elevada incerteza afeta também o valor dos ativos ligados a atividade de exploração e produção de óleo e gás.

Quando uma empresa decide por explorar uma determinada área com potencial para se encontrar óleo e/ou gás, esta empresa está exercendo uma opção de explorar ao invés de esperar até que o preço do petróleo suba ou que algum fator influencie na redução de custos. Essa flexibilidade que as empresas do setor possuem em esperar o melhor momento de produção até que algum fator reverta uma situação inicial – opção de espera, se assemelha a uma opção financeira de compra, onde a empresa tem a opção e não o dever de exercer o seu direito. Portanto, a popularidade e o sucesso da teoria de opções aplicadas na avaliação de ativos financeiros, e a semelhança das características desses ativos financeiros com os ativos reais da atividade de E&P, faz com que essa teoria se aplique perfeitamente na avaliação dos ativos do setor petrolífero.

A diferença entre essa metodologia denominada de “opções reais” e a metodologia do fluxo de caixa descontado (FCD), é a de que pelo FCD o investimento é analisado e avaliado sem a possibilidade de reversão, ou seja, o FCD trata apenas dos fluxos de caixa previstos, descontados a uma taxa constante, pois se considera que o risco continuará o mesmo ao longo

da vida do projeto.

Para Copeland e Antikarov (2001, p. 6), uma opção real é o direito, mas não a obrigação, de empreender uma ação (por exemplo, diferir, expandir, contrair ou abandonar) a um custo predeterminado que se denomina preço de exercício, por um período preestabelecido – a vida da opção.

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.

$$(4) \quad \text{Valor das Reservas (OR)} = FCD R_{sf} + OR R_f$$

onde:

$FCD R_{sf}$ é o valor presente líquido gerado pelas reservas sem flexibilidades; e

$OR R_f$ é o valor das opções reais sobre as reservas que apresentam flexibilidades.

1.8.3 - Estudos Relacionados

Segundo Carneiro, Cavalcanti e Santos (1999, p. 254) os gestores das empresas do setor petrolífero precisam considerar que ao tomarem suas decisões estratégicas, precisam considerar, além da visão atual da indústria, suas expectativas em relação às evoluções futuras. Portanto, a possibilidade de reversão de uma decisão no futuro deve possuir algum valor, já que conhecer os eventos que irão ocorrer não parece uma tarefa muito fácil.

Neste trabalho, a avaliação das opções, identificadas na possibilidade de diferimento do desenvolvimento de reservas, usará o modelo de Black-Scholes adaptado para os rendimentos de dividendos, que segundo Copeland e Antikarov (2001, p. 39):

“Quando se necessita de uma análise rápida, consideramos o modelo Black-Scholes geralmente a melhor alternativa. Mesmo se a resposta não for minuciosa, ela proporciona uma metodologia para enquadrar o problema e determinar as variáveis que afetam o problema”.

Ross, Westerfield e Jaffe (2002, p. 490) também traçaram alguns comentários sobre o uso do modelo de Black-Scholes para avaliação de opções:

“Não exageramos quando dizemos que a fórmula Black-Scholes situa-se entre as contribuições mais importantes em finanças. Permite a qualquer um calcular o valor de uma opção, dados uns poucos parâmetros. A fórmula é particularmente atraente em vista do fato de que quatro dos parâmetros são observáveis: o preço corrente da ação, S , o preço de exercício, E , a taxa de juros, r , e o prazo até a data de vencimento, t . Somente um dos parâmetros precisa ser estimado: a variância da taxa de retorno, σ^2 .

Estes mesmo autores alegam ainda que as hipóteses do modelo de Black-Scholes parecem ser bastante restritivas, mas são necessárias para que o modelo seja correto:

“Entretanto, quando não são válidas, alguma variante do modelo geralmente funciona. Por exemplo, a fórmula pode ser adaptada para levar dividendos em conta. Os estudos empíricos indicam que o modelo, particularmente quando adaptado, funciona bem no cálculo de valores de opções de compra”.

Vários trabalhos sobre opções reais usaram o modelo de Black-Scholes para avaliar as flexibilidades nas empresas, entre eles estão: Dickens e Lohrenz (1996); Luehrman (1998); Saito, Schiozer e Castro (2000); Brasil (2001) e Damodaran (2001).

Os trabalhos desenvolvidos por Miller e Upton (1985a e 1985b), Harris e Ohlson (1987 e 1990), Johnsen, Paxson e Rizzuto (1996) utilizaram uma variável (*proxy*) denominada de “valor imputado pelo mercado (*imputed value of O&G*)” para estimar um possível valor das propriedades (reservas provadas de óleo e gás) ligadas à exploração e produção de petróleo. Esse valor imputado foi regredido com uma série de variáveis (formas de avaliação). Com o intuito de se estimar o poder explicativo de cada uma das variáveis independentes em prever o valor da variável dependente, valor imputado pelo mercado (valor das reservas provadas). Esse *valor imputado pelo mercado* resultava da aplicação da seguinte fórmula:

$$\begin{array}{r}
\text{Valor de Mercado do Patrimônio Líquido} \\
+ \text{Valor de Mercado do Passivo} \\
- \text{Valor Contábil dos Ativos Não Óleo e Gás} \\
\hline
= \text{Valor Imputado pelo Mercado}
\end{array}$$

As variáveis independentes em cada um dos três estudos eram diversas.

Miller e Upton (1985a) concluíram que o valor das propriedades de O&G (reservas provadas) eram mais bem explicadas pelo modelo de avaliação de Hotelling (1931), ou seja, o valor dos recursos naturais exauríveis deve ser formado em função do preço corrente, líquido de seus custos de extração vezes a quantidade de reservas desse mineral.

Harris e Ohlson (1987) concluíram que o valor das propriedades de O&G eram mais bem explicadas pelo modelo tradicional do custo histórico (*book value*), e que o método Contábil da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE) possuíam maior capacidade de prever o valor de mercado das propriedades que o método da Capitalização Total (FC).

Johnsen, Paxson e Rizzuto (1986) concluíram que as variáveis *contábeis*: valor contábil (BV) (*book value* de acordo com o SFAS nº 19 e 69) e valor presente (PV) (fluxo de caixa descontado padronizado de acordo com o SFAS nº 69) não apresentaram qualquer poder em explicar o valor de mercado das propriedades de O&G. Por outro lado, as variáveis *econômicas*: Hotelling (HOT) e Kirkpatrick Energy Associates (KEA) representaram “*um triunfo da economia sobre a contabilidade*”, ou seja, que as variáveis econômicas (HOT e KEA) se apresentaram superiores às variáveis contábeis (BV e PV) para explicar o valor de mercado das propriedades de O&G.

Segundo Rock, Rock e Sikora (1990, p. 193) as empresa que exploram e produzem petróleo podem ser avaliadas usando o múltiplo de reservas provadas.

Para Weston, Siu e Johnson (2001, p. 291 e 296) as empresas que exploram e produzem petróleo podem ser avaliadas através de transações comparáveis ou usando o valor

das reservas provadas adquiridas.

O estudo de Minardi (2000) argumenta que a teoria de opções é a melhor abordagem para integrar estratégia e finanças, pois considera, analiticamente, as opções de crescimento e as flexibilidades gerenciais, ou formas de adaptação às mudanças do ambiente empresarial, e que são o cerne da estratégia empresarial. Um projeto pode ser considerado como uma série de opções reais, como por exemplo, postergar o investimento, contrair ou expandir a escala de produção, abandonar temporariamente ou definitivamente um projeto. Conclui ainda que, as opções reais são avaliadas de maneira análoga às opções financeiras.

O estudo realizado por Sanvicente e Minardi (1995) analisou o processo de privatização da Companhia Vale do Rio Doce. O argumento para o estudo era de que a empresa possuía uma gama de flexibilidades gerenciais, que não foram capturadas pela avaliação pelo valor presente ou fluxo de caixa descontado. As flexibilidades gerenciais possuídas pela Vale limitavam o potencial de perdas e expandiam o a possibilidade de ganhos. Concluíram que na existência de opções reais significativas, o valor presente deveria ser remodelado para capturar o valor destas opções, mas que pela falta de informações da privatização não seria possível concluir se o preço mínimo sugerido era alto ou baixo, mas que em um mercado informacionalmente eficiente, o preço de mercado da empresa seria uma boa base de comparação com o preço mínimo determinado para leilão, indicando se a avaliação foi razoavelmente justa, ou não.

Diferentemente dos trabalhos acima mencionados, simplesmente por acreditar que o valor de uma reserva de petróleo está muito mais ligado ao seu valor de negociação (*fair value*), do que ao valor estimado para o patrimônio líquido e o passivo e, as particularidades das empresas do setor petrolífero fizeram com que a avaliação relativa (*fair value* / reservas provadas), para avaliar, com base em transações reais no mercado, as reservas provadas de óleo e gás das empresas, fosse preferida.

Capítulo 2

METODOLOGIA DA PESQUISA

O objetivo deste capítulo é apresentar a forma e os materiais utilizados na análise do problema proposto, para que se possa ter uma visão de todas as etapas da investigação.

2.1 – Objetivo e Metodologia

Para atingir os objetivos apresentados, este trabalho busca, inicialmente, fazer um estudo exploratório sobre o setor petrolífero, para que possa suportar a revisão bibliográfica sobre a contabilidade e as formas de evidenciação aplicadas à atividade de exploração e produção de petróleo, que conjugadas com informações de mercado e as teorias de avaliação, possam ser aplicadas empiricamente na avaliação dos principais ativos das empresas petrolíferas.

2.2 - Tipo de Pesquisa

Diferentemente da pesquisa experimental e da pesquisa descritiva, que pressupõem que o investigador tenha um conhecimento aprofundado a respeito dos fenômenos e problemas que está estudando, a **pesquisa exploratória** pode ser aplicada quando não se conhecem profundamente as teorias ou não há um sistema de conhecimento desenvolvido (KÖCHE, 2003, 126). Portanto, em função das especificidades apresentadas pela contabilidade no setor petrolífero e sobretudo pelas características da atividade de exploração e produção de petróleo, pois no Brasil não há ainda um sistema de teorias e conhecimentos desenvolvidos sobre o assunto, será necessário desencadear, **inicialmente**, um processo de investigação (**pesquisa exploratória**) que identifique a natureza do fenômeno e aponte as

características essenciais das variáveis que neste estudo se pretende estudar.

Neste sentido, a pesquisa inicia-se com a revisão bibliográfica das normas e práticas de contabilidade e evidenciação norte-americana para o setor petrolífero, que até esse ponto se equipara às normas e práticas aplicadas a outros setores industriais. Apesar desse fato, os pontos abordados procuraram retratar as principais particularidades contábeis envolvidas com a principal atividade das empresas do setor – a exploração e produção de petróleo (E&P).

Em seguida, será feita uma revisão bibliográfica sobre as exigências de evidenciação das informações suplementares da atividade de exploração e produção de petróleo com base no pronunciamento SFAS nº 69 do FASB.

Na sequência, uma explanação conceitual e comparativa sobre as formas de avaliação de ativos, fluxo de caixa descontado e teoria de opções, será realizada com o intuito de fundamentar a aplicação empírica nas empresas do setor petrolífero.

Concluída estas etapas de investigação teórica (exploratória), buscar-se-á aplicar de forma empírica as técnicas de avaliação estudadas e propostas para encontrar àquela que apresenta a maior capacidade de capturar o *fair value* das reservas provadas de petróleo.

Considerando que não há a manipulação *a priori* das variáveis – evidenciação, avaliações e *fair value*, e sim apenas a conceituação e busca de cada uma delas, este estudo passará a iniciar a **pesquisa descritiva**, onde será estudada a relação entre as variáveis: *fair value*, evidenciação contábil e técnicas de avaliação aplicadas em empresas do setor petrolífero mundial.

Portanto, a pesquisa exploratória realizada nas características operacionais e contábeis da atividade de exploração e produção de petróleo e, a pesquisa descritiva entre o *fair value* e as técnicas de avaliação, alimentarão o **estudo aplicado à indústria petrolífera mundial**.

2.3 - 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 2.1 a seguir:

Comprador	Comprada	Ano	Valor Negociado	Ativo Não O&G	Valor O&G	Reservas Provadas
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

ILITRAÇÃO 2.1 – DADOS DAS EMPRESAS DO GRUPO 1

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 2.1), 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.

$$(5) \quad VOG = VN - NOG$$

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 2.1) 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:

$$(6) \quad VOG = -2.236,99 + (7,61 \times Rp)$$

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.

A ilustração 2.2 a seguir apresenta as empresas do grupo 2 e o volume de reservas provadas nos três anos analisados, 2000, 2001 e 2002:

Empresas	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

ILUSTRAÇÃO 2.2 – EMPRESAS DO GRUPO 2 E SUAS RESERVAS PROVADAS

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.

2.4 - Roteiro de Pesquisa

1. Estudo exploratório: setor petrolífero; contabilidade para atividade de E&P; evidenciação para a atividade de E&P; princípios de Hotelling; fluxo de caixa descontado; teoria de opções.
2. Estudo exploratório: fluxo de caixa descontado x teoria de opções; teoria de opções x opções reais; opções reais x atividade de exploração e produção de petróleo.

3. Coleta de dados: NYSE; SEC; formulários 10K, 20F, e 40F das empresas.
4. Estudo empírico: aplicação das diferentes técnicas de avaliação nas empresas da amostra.
5. Estudo descritivo: *fair vale* e avaliações; opções reais e direcionadores de valor das opções.

2.5 - Materiais

Basicamente a partir da emissão do SFAS nº 69 em 1982, as empresas do setor petrolífero passaram a divulgar a quantidade de reservas provadas, as descobertas, a produção e uma previsão dos fluxos de caixa futuros gerados pelas reservas e descontados por uma taxa comum, ou seja, uma avaliação padronizada para todas as empresas que atuavam na área de E&P. Usando o conjunto de informações evidenciadas nos formulários 10K, 20F e 40F dos anos de 1999 a 2002, divulgados nos *sites* das empresas ou no *site* da *Securities and Exchange Commission* (SEC), para efetuar as análises e avaliações.

Baseados nas informações encontradas nos formulários 10K, 20F e 40F, foram identificadas diretamente a **avaliação contábil pelo custo histórico** - VC(F19), ou seja, o valor total capitalizado pelas empresas, referente à atividade de E&P, para cada um dos dois métodos utilizados - método da Capitalização Total e método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos.

Ainda com base nas informações encontradas nos formulários 10K, 20F e 40F, foram identificadas: a) a avaliação pelo do **fluxo de caixa futuro** – VF(F69), ou seja, o valor estimado das reservas provadas totais pelos princípios de **Hotelling**, e; b) **avaliação padronizada do fluxo de caixa descontado** – VP(F69), ou seja, o valor estimado do fluxo de caixa gerado pelas reservas provadas totais, descontado por uma taxa padrão, 10%.

Para se calcular o **fluxo de caixa descontado** (FCD) das empresas pesquisadas, foram

usados os formulários 10K, 20F e 40F divulgados pelas empresas, para se obter os dados sobre as reservas provadas e as estimativas de custos futuros de desenvolvimento e extração dessas reservas. A diferença básica entre essa avaliação e a avaliação por VP(F69), é que nesta última as empresas utilizam para realizar as estimativas: a) uma taxa padronizada de desconto de 10%; e b) os preços do óleo e do gás verificados no final de cada exercício.

Como tentativa de melhorar a avaliação do fluxo de caixa padronizado divulgado pelas empresas, dois itens foram substituídos para se calcular o valor pela técnica do fluxo de caixa descontado: a) a taxa de desconto, e b) o preço do barril do petróleo:

- Para a taxa de desconto foi usado o trabalho de Miller (2002). Este trabalho apresenta uma estimativa do custo médio ponderado capital (WACC) das empresas e do setor de óleo e/ou gás. Das empresas-alvo deste trabalho, apenas a Petrobrás não aparece no estudo de Richard Miller, por esse motivo, para essa empresa foi usado o WACC médio das empresas integradas do setor.
- Para tentar resolver o problema dos preços de final de período, tão criticado pelas empresas do setor, foi usado para os anos de 2000 a 2002 os preços médios da cotação *West Texas Intermediate – WTI* da *New York Mercantile Exchange - NYMEX (USA)*. Para os demais anos, usou-se a previsão de preços *WTI* realizada pelo *Texas Comptroller of Public Accounts, Revenue Estimating Division*.

Para a avaliar as reservas provadas de óleo e gás pela **teoria de opções** (OR), as informações obtidas nos itens anteriores foram amplamente aproveitadas. Uma das principais diferenças entre a preparação dos dados para se calcular o valor das reservas petrolíferas pelo FCD e pela teoria de opções, é que nesta última as reservas provadas desenvolvidas e as reservas provadas não desenvolvidas foram tratadas de forma diferente:

- Reservas provadas desenvolvidas: foram avaliadas pela mesma técnica e os

mesmos procedimentos usados na avaliação pelo FCD.

- Reservas provadas não desenvolvidas: a existência da flexibilidade de desenvolver essas reservas somente quando o preço *spot* do petróleo no mercado internacional for favorável aos planos da empresa, dá as empresas uma opção de diferir a decisão de desenvolvimento. Portanto, as reservas provadas não desenvolvidas foram avaliadas de acordo com a teoria de opções (Black-Scholes) para tentar capturar o valor criado por essa flexibilidade gerencial identificada..

Para satisfazer as necessidades da aplicação do modelo de Black-Scholes foi necessário buscar variáveis que substituíssem as variáveis direcionadoras do valor das opções, a ilustração 2.3 apresenta essas adaptações:

Opções Financeiras por B&S	Opções Reais Empregadas neste Estudo
<i>Valor do ativo-objeto (ação)</i>	<p>Valor presente das reservas provadas não desenvolvidas estimadas (S).</p> <p><u>Cálculo:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Quantidade de Reservas Provadas Não desenvolvidas x (Preço – Custo de Desenvolvimento) <p><u>Fonte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Quantidade de Reservas: formulários 10K, 20F ou 40F ➤ Preço: cotação <i>WTI - NYMEX</i> ➤ Custo de Desenvolvimento unitário: formulários 10K, 20F ou 40F. (custo total de desenvolvimento estimado dividido pela quantidade de reservas não desenvolvidas) .
<i>Preço de exercício da opção</i>	<p>Custo total estimado para desenvolvimento das reservas estimadas (X).</p> <p><u>Cálculo:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Quantidade de Reservas Provadas Não desenvolvidas x Custo de Desenvolvimento unitário.
<i>Taxa de juros livre de risco</i>	<p>Taxa de juros livre de risco (rf)</p> <p><u>Cálculo:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Média das taxas livres de risco usadas pelas empresas em cada ano <p><u>Fonte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Formulários 10K, 20F ou 40F
<i>Volatilidade do ativo-objeto (ação)</i>	<p>Variância no preço do petróleo (σ^2)</p> <p><u>Cálculo:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Variância histórica do preço <i>Brent</i> do barril de petróleo de 1861 - 2002 <p><u>Fonte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ IPE fornecido pela BP - Amoco
<i>Tempo de expiração da opção</i>	<p>Estimativa de quando as reservas serão exauridas, dado o nível atual de produção (t).</p> <p><u>Cálculo:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Reservas provadas totais em cada período divididas

	pela produção anual
	<u>Fonte:</u>
	➤ Formulários 10K, 20F ou 40F
<i>Rendimento de dividendos</i>	Receita anual líquida de produção estimada como percentual do valor da reserva.
	<u>Cálculo:</u>
	➤ $\delta = \frac{\omega \times (0,46P - 0,33P)}{0,33P}$
	onde:
	➤ δ significa o rendimento da produção (<i>dividend yield</i>)
	➤ ω a taxa de produção (produção / reservas)
	➤ P significa o preço do barril do petróleo no período
	<u>Fonte:</u>
	➤ Dixit e Pindyck (1994, p. 399) afirmam que a taxa de produção das empresas gira em torno de 10%, portanto, a taxa de rendimento da produção gira em torno de 4% ¹⁶ .
	➤ Gruy, Garb e Wood (1982, Apud. Saito, Schiozer e Castro, 2000) afirmam que o valor da reserva desenvolvida equivale a um terço do preço do óleo cru no mercado. Essa constatação foi empregada no trabalho de Dixit e Pindyck (1994).

ILUSTRAÇÃO 2.3 – ADAPTAÇÕES DAS VARIÁVEIS DO MODELO DE BLACK-SCHOLES

2.5.1 – Limitações dos Materiais

As reservas de óleo e gás foram conjuntamente avaliadas com base no preço do óleo cru, ou seja, as reservas de gás foram convertidas para barris de óleo pelo potencial de energia (*British Thermal Unit – BTU*) existente em cada milhão de pés cúbicos de gás e, multiplicadas pelo mesmo preço *spot* do óleo cru na cotação *WTI*¹⁷.

As diferentes qualidades do petróleo são classificadas e recebem diferentes cotações de preços, portanto, conhecer a qualidade do óleo e o local de produção (pois o local de extração possui alta associação com a qualidade do petróleo) são fundamentais para as decisões de investimentos. Neste estudo, a qualidade do petróleo não foi diretamente considerada para análise, mas implicitamente, devido ao uso de dados das demonstrações contábeis das empresas, a qualidade do petróleo extraído afetou indiretamente os resultados deste estudo.

¹⁶ Neste estudo a taxa de produção girou entre 12% e 14% e o rendimento da produção em torno de 4% e 6%. Portanto, valores bem próximos dos apontados nos estudos mencionados.

¹⁷ Cada barril de óleo corresponde a aproximadamente 6.000 pés cúbicos de gás.

As cotações *WTI* para o preço do petróleo para os anos pós 2002, foram estimadas com base nas informações existentes em 2002. Portanto, não se considerou o preço médio conhecido de 2003 e as previsões atualizadas para 2004 em diante.

O número de empresas analisadas, dez, parece pequeno para se tirar conclusões sobre a melhor forma de avaliação para as reservas provadas de petróleo, mas pelo escopo e envergadura do trabalho, preferiu-se optar pela quantidade possível e não pela ideal..

Apesar da utilização da cotação *WTI* para avaliar as reservas provadas pelas três técnicas de avaliação, a variância utilizada no modelo de opções reais foi calculada usando o longo período histórico de preços da cotação *Brent* (de 1861 a 2002), pois não existem históricos de preços tão longos para a cotação *WTI*. Para testar a decisão, foi calculada a variância histórica da cotação *WTI* (de 1977 a 2002), o valor obtido foi de 0,07, este valor se aproxima bastante da variância da cotação *Brent* para os últimos 25, 20, 15 e 10 anos. Todavia, para os últimos 3 e 5 anos a variância da cotação *Brent* ficou em 0,14 e 0,15; para a cotação *WTI* a variância ficou em 0,13 e 0,14, respectivamente. Portanto, a variância utilizada neste estudo, 0,16, parece refletir muito mais a história de preços do petróleo em períodos mais longos, e ainda está bem mais próxima da variância verificada nos anos mais recentes. A ilustração 2.4 apresenta os valores da variância da cotação *Brent* para diferentes espaços de tempo.

Espaço de Tempo	Variância
100 anos	0,12
90 anos	0,13
80 anos	0,13
70 anos	0,14
60 anos	0,16
50 anos	0,18
40 anos	0,22
30 anos	0,29
20 anos	0,06
15 anos	0,06
10 anos	0,07
5 anos	0,14
3 anos	0,15
Média	0,14

ILUSTRAÇÃO 2.4 – VARIÂNCIA DA COTAÇÃO *BRENT* DO PREÇO DO PETRÓLEO

O uso do múltiplo “valor justo pelas reserva provadas” possui a vantagem de utilizar o valor efetivamente negociado em fusões e aquisições, mas carrega todas as deficiências de qualquer avaliação relativa por múltiplos.

Para se calcular o valor das reservas provadas totais e das reservas provadas desenvolvidas usando o fluxo de caixa descontado, foram utilizados os custos médios ponderados de capital (WACC) do estudo de Miller (2002). Foi aplicado um único WACC para os três anos analisados, 2000, 2001 e 2002. Cada empresa apresentou um WACC próprio, exceto a Petrobrás, da qual utilizou-se a média das empresas integradas do setor.

2.6 - Definições e Notas sobre o Uso dos Termos

Talvez a primeira grande dificuldade de se fazer qualquer pesquisa ligada ao setor petrolífero é a de se fazer a correta compreensão da terminologia especializada utilizada, seja para se referir a determinada atividade ou para evidenciar a situação econômico-financeira das empresas aos investidores.

Propriedades – abrange qualquer posse ou propriedade, a representação de um direito ou a participação em uma extração de óleo e gás.

Reservatório – é a formação confinada no subsolo que apresenta acumulação natural explorável de óleo e/ou gás.

Poço – orifício perfurado no solo através do qual se obtém ou se intenciona obter petróleo ou gás natural; ou ainda para a introdução de uma camada subterrânea de água ou gás sob pressão (ANP 2002, p. 122).

Poços de Testes Estratigráficos - são os poços perfurados somente para se obter informações geológicas do subsolo, podem ser classificados em:

- 1) poços estratigráficos do tipo exploratório - perfurados em áreas não provadas;
- 2) poços estratigráficos do tipo desenvolvimento – perfurados em áreas provadas.

Poços de Serviços – são os poços perfurados para auxiliar ou dar suporte a produção em campos já existentes. Por exemplo, poços usados para injeção de fluídos e poços de observação.

Poços de Desenvolvimento – são os poços perfurados para produção de óleo e/ou gás em áreas provadas e que se conhece a capacidade produtiva.

Poços Exploratórios – são poços perfurados para exploração ou descoberta, usualmente em áreas não provadas, ou que não se enquadram em nenhuma das especificações de poços mencionadas acima (poços de testes estratigráficos, de serviços e de desenvolvimento).

Segundo Gallun, Stevenson e Nichols (1993, p. 36), os poços perfurados em um novo campo, poços pioneiros e poços de delimitação, são termos comumente usados na indústria petrolífera e se referem a poços de natureza exploratória, pois são realizados em áreas não provadas.

Campo – área produtora de óleo ou gás, a partir de um ou de vários reservatórios que possuem as mesmas características de estrutura geológica e/ou condições estratigráficas.

Reservas – recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data (ANP 2001, p. 124).

Área Provada – parte de uma propriedade em que se pode atribuir especificamente a existência de uma reserva provada.

Reservas Provadas – atualmente é a definição mais importante para propósito do estudo e da emissão de normas de contabilidade para o setor petrolífero.

A ANP (2001, p. 124) define as reservas provadas de óleo e gás como sendo:

“Reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileira.”

O *Users' Guide to the IEA Oil Market Report* da International Energy Agency – IEA/OECD (2000, p. 42) qualifica reservas provadas da seguinte forma:

“Reservas provadas de óleo e gás são estimadas em quantidades de óleo cru, gás natural e gás úmido, em que os dados geológicos e de engenharia demonstrem com “razoável certeza” (80 a 90% de confiança) a recuperação em anos futuros pelas técnicas específicas (o cenário desenvolvido e a tecnologia utilizada devem estar bem definidos) e as condições comerciais e econômicas da época da avaliação.” (tradução livre)

Para propósito de divulgação de demonstrações contábeis ao mercado, a definição internacionalmente empregada é a definição adotada pela *Securities and Exchange Commission – SEC* (Comissão de Valores Mobiliários norte-americana) em 1978 (ASR nº 257), que foi desenvolvida pelo Departamento de Energia norte-americano para propósito de divulgação de seus relatórios financeiros.

“Reservas provadas de óleo e gás são as reservas de óleo cru, gás natural e gás natural úmido estimadas através de testes e estudos geológicos e de engenharia, que demonstre com razoável grau de certeza a recuperação comercial em anos futuros dos reservatórios conhecidos, sob as condições econômicas e operacionais existentes; isto é, preços e custos correntes na data da estimativa. Somente as alterações de preços ocorridas em função de acordos contratuais devem ser incluídas nas considerações de preços, portanto, não devem ser consideradas as expectativas de condições futuras de preços.” (tradução livre)

Para auxiliar no entendimento e na aplicação da definição de reserva provada feita pelo Departamento de Energia norte-americano, o órgão considera que:

- 1) Os reservatórios são considerados provados se a produtividade econômica for suportada pela sua produção atual ou se exames conclusivos provarem sua viabilidade.
- 2) As reservas que podem ser economicamente produzidas através da aplicação de técnicas de recuperação de reservas (como a injeção de fluídos)¹⁸, são classificadas como “provadas” quando testes, suportados por projetos ou programas de engenharia, indicarem sua viabilidade.

¹⁸ É sempre desejável que a extração de petróleo de um reservatório seja feita de forma natural, ou seja, a própria pressão interna do reservatório impelir espontaneamente o óleo para a superfície. Mas, isso nem sempre ocorre e, na maioria das vezes, com a retirada gradual de petróleo a pressão interna do reservatório diminui a ponto em que se torna insuficiente para levar o petróleo à superfície. Nestes casos a recuperação pode ser feita pela injeção de água ou gás – processos tradicionais, ou de outros fluídos misturáveis, água viscosa ou injeção de vapor, resultando num aumento da pressão interna e na expulsão do mineral.

- 3) As reservas não devem ser classificadas como provadas quando existirem dúvidas consideráveis em relação às incertezas geológicas, as características do reservatório, ou aos fatores econômicos (MILLER 1997, p. 60.06).

As reservas provadas de óleo e gás podem ainda ser classificadas em desenvolvidas e não desenvolvidas:

Reservas Provadas Desenvolvidas - são as reservas de óleo e gás que podem ser recuperadas através de poços existentes e quando todos os equipamentos necessários à produção já se encontram instalados. A expectativa adicional de óleo e gás que normalmente é obtida através da aplicação de técnicas de recuperação de reservas, deve ser incluída como “reserva provada desenvolvida” somente se for comprovada a recuperação pela execução de testes de um projeto piloto ou através de um programa instalado de recuperação.

Reservas Provadas Não Desenvolvidas - de forma geral, são as reservas provadas que não se enquadram na definição de reservas desenvolvidas. Mais especificamente, são as reservas de óleo e gás que podem ser recuperadas: a) através da perfuração de novos poços; b) pelos poços já existentes, mas que exigem maiores gastos para sua recompletação¹⁹ e; c) pelo uso de técnicas avançadas de recuperação (SFAS nº 19, par. 271). As reservas provadas não desenvolvidas não devem ser atribuídas à expectativa adicional de óleo e gás que normalmente é obtida através da aplicação de técnicas de recuperação de reservas, a menos que tais técnicas possam provar verdadeiramente por testes atuais aplicados na área e no mesmo reservatório.

A ilustração 2.5 apresenta uma representação simples de como são classificadas as reservas de óleo e gás.

¹⁹ Completação corresponde ao conjunto de operações destinadas a equipar um poço para produzir óleo e/ou gás.

ILUSTRAÇÃO 2.5 – CLASSIFICAÇÃO DAS RESERVAS

A classificação de um poço em exploratório ou de desenvolvimento depende dos dados de geologia e de engenharia e, portanto, feita por geólogos e engenheiros. Entretanto, na classificação feita de um poço para propósito dos relatórios contábeis, os geólogos e engenheiros utilizam-se das definições de reservas provadas e reservas provadas desenvolvidas fornecidas pelo SFAS nº 25 do FASB e pelo SX 4-10 da SEC (GALLUN, STEVENSON e NICHOLS, 1993, p. 36).

A ilustração 2.6 exemplifica as definições de poços exploratórios e de desenvolvimento, bem como o momento da delimitação de um reservatório²⁰. Importante observar que na primeira perfuração em que se encontra o petróleo, a área representada pelo poço passa a ser classificada como uma área provada.

²⁰ Baseado e adaptado de GALLUN, R.A. STEVENSON, J.W. and NICHOLS, L.M. *Fundamentals of Oil & Gas Accounting*. Oklahoma: PennWell Books, 3rd edition, 1993. p. 35.

ILUSTRAÇÃO 2.6 – POÇOS EXPLORATÓRIOS E DE DESENVOLVIMENTO

Um outro termo que ainda gera muita discussão na contabilidade, e de certa forma na contabilidade para o setor petrolífero, é o termo *fair value* ou valor justo. Neste trabalho, o termo será usado para definir o valor de uma transação de fusão ou aquisição, ou para valorar as reservas provadas de petróleo. Portanto:

Valor Justo (*fair value*) – é o resultado da avaliação das evidências que estariam disponíveis a duas partes, em igualdade de condições, desejando chegar a um montante pelo qual um ativo possa ser trocado. Assim, *fair value* é o ponto de encontro de interesses do comprador e do vendedor em determinada transação, em que a possibilidade de uma transação que envolva a liquidação ou venda forçada estiverem excluídas, ou seja, é o ponto de encontro da oferta com a procura (IASB, E65, 2000; SFAS nº 107, 1991; Apud. LISBOA e SCHERER, 2000).

2.7 – Estrutura do Trabalho

Para atender os objetivos declarados e para se verificar as hipóteses, o presente trabalho está estruturado em sete capítulos, mais a introdução, a conclusão, a bibliografia e os apêndices, conforme a **ilustração 2.7**. A parte introdutória é composta por esta introdução e ainda pelos capítulos 1 e 2. O primeiro capítulo, apresenta um panorama do mercado de petróleo, além de levantar os antecedentes e caracterizar o problema e o objeto de estudo. As contribuições esperadas, os objetivos e as questões da pesquisa são também abordadas nesse capítulo.

O segundo capítulo, apresenta as características do refino, da exploração e produção de petróleo e as técnicas de recuperação de reservas de petróleo. Faz ainda um levantamento histórico de fatos ligados ao setor petrolífero que de alguma forma influenciaram as normas e práticas de contabilidade, a análise da viabilidade econômica de projetos de investimentos, e principalmente na riqueza dos investidores.

O terceiro capítulo procura expor detalhadamente as etapas da investigação para permitir a compreensão e os limites da pesquisa.

O quarto e quinto capítulos, apresentam um levantamento das normas e das práticas de contabilidade e evidenciação de informações para o setor petrolífero nos Estados Unidos²¹.

O sexto capítulo, trata da teoria de opções aplicada a avaliação de ativos reais, juntamente com uma breve discussão sobre o modelo do fluxo de caixa descontado.

O sétimo capítulo, propõe apresentar os resultados das avaliações pelas diferentes abordagens de avaliação de reservas provadas de petróleo. Além de demonstrar os resultados encontrados, o capítulo e os apêndices dão os subsídios para as palavras finais da conclusão.

²¹ Importante observar que este trabalho tem o propósito de investigar a contabilidade e a avaliação de ativos do setor petrolífero internacional, para isso foram selecionadas empresas que tivessem suas ações negociadas e cotadas em um local comum (Bolsa de Valores de Nova York) e, principalmente que evidenciassem suas informações contábeis sob os mesmos princípios (US.GAAP). Portanto, todo o arcabouço teórico de contabilidade e evidenciação é montado com base nas normas e práticas norte-americanas e, as informações que alimentaram as avaliações também foram colhidas de relatórios emitidos para esse mesmo mercado.

As conclusões e a metodologia, juntamente com o sexto e sétimo capítulos, formam o âmago da pequena contribuição deste estudo.

ESTRUTURA DO TRABALHO

ILUSTRAÇÃO 2.7 – ESTRUTURA DO TRABALHO

Capítulo 3

O SETOR PETROLÍFERO²²

O objetivo deste capítulo é apresentar alguns elementos fundamentais para o entendimento das características do setor petrolífero.

3.1 - Panorama Histórico da Indústria Petrolífera

Em 1842 foi realizada a primeira perfuração para extração de petróleo bruto, na Península de Apsheron, Azerbaijão russo. Mas a moderna indústria petrolífera data de meados do século XIX. Em 1850, na Escócia, James Young descobriu que o petróleo podia ser extraído do carvão e xisto betuminoso, e criou processos de refinação. Em agosto de 1859 o americano Edwin Laurentine Drake, perfurou o primeiro poço para a procura do petróleo, na Pensilvânia. O poço revelou-se produtor e a data passou a ser considerada a do nascimento da moderna indústria petrolífera. A produção de óleo cru nos Estados Unidos, de dois mil barris em 1859, aumentou para aproximadamente três milhões em 1863, e para dez milhões de barris em 1874.

Em 1863 foi construída a primeira refinaria de petróleo bruto, em Bakú, margem ocidental do Mar Cáspio, Azerbaijão.

Ainda em 1863, John Davison Rockefeller iniciou o seu primeiro investimento (US\$4.000) no setor petrolífero, com a formação da Standard Oil Co.. Sete anos mais tarde, o investimento já atingia um milhão de dólares, colocando a empresa no topo do ranking das petroleiras americanas.

²² As informações técnicas e históricas deste capítulo estão, em boa parte, baseadas nas informações obtidas nos sites: a) do Centro de Ensino e Pesquisa Aplicada do Instituto de Física da Universidade de São Paulo: www.cepa.if.usp.br, visitado em 23/10/2003; b) da empresa Argus Petróleo: www.petroileumargus.com, visitado em 23/10/2003; c) da empresa Petróleo Brasileiro – Petrobrás: www.petrobras.com.br, visitado em 29/07/2003; e em: a) NEIVA (1986); b) ANP (2002 e 2003).

Até o final do século XIX, os Estados Unidos dominaram praticamente sozinhos o comércio mundial de petróleo, devido em grande parte à atuação do empresário John D. Rockefeller. A supremacia americana foi ameaçada nas últimas décadas do século XIX pela produção de óleo nas jazidas do Cáucaso, exploradas pelo grupo Nobel, com capital russo e sueco. Em 1901 uma área de poucos quilômetros quadrados na península de Apsheron, junto ao mar Cáspio, produziu 11,7 milhões de toneladas, no mesmo ano em que os Estados Unidos registravam uma produção de 9,5 milhões de toneladas. O resto do mundo produziu, ao todo, 1,7 milhão de toneladas.

Em 28 de maio de 1901 foi feita a primeira grande concessão petrolífera pelo Xá do Irã, Muzzafir Al-Din, ao empresário britânico do setor de mineração de ouro, William Knox d' Arcy, com direitos de exploração de petróleo em todo o país (com a única exceção das cinco províncias do Norte sob influência russa), por 60 anos, de uma área superior a 1.200.000 km².

Em 1907 foi criada a Royal Dutch Shell.

Em 1908 John D. Rockefeller controlava 95% da indústria petrolífera dos Estados Unidos. Quando o Governo norte-mericano pretendia romper o monopólio, Rockefeller formou o "Standard Oil Group", que incluía: a 1) Standard Oil of California (Socal), a 2) Standard Oil of New Jersey (mais tarde Exxon) e a 3) Standard Oil of New York (mais tarde Mobil).

Após a descoberta de petróleo bruto, em 1908 na concessão D'Arcy, formou-se a empresa Anglo-Persian Oil Company, mais tarde Anglo-Iranian Oil Company, AIOC e, por fim, British Petroleum, BP.

Em 1911 a Suprema Corte dos Estados Unidos declarou que o Standard Oil Group (formado em 1882) violava o Sherman Antitrust Act²³. Rockefeller pulveriza a Standard

²³ Para uma idéia da influência dessas leis sobre a formação de grandes grupos empresariais norte-americanos, ver GODOY (2000, capítulo 2).

Oil em 34 empresas, 8 das quais mantêm o nome de Standard Oil, incluindo a 1) Standard Oil of California (Socal), a 2) Standard Oil of New Jersey (mais tarde Exxon), a 3) Standard Oil of New York (Socony, mais tarde Mobil), a 4) Standard Oil of Indiana (mais tarde Amoco) e a 5) Standard Oil of Ohio (Sohio).

Em 20 de maio de 1914 o governo britânico tornou-se o maior acionista da concessão de D'Arcy no Irã; pela aquisição da Anglo-Persian Oil Company (mais tarde Anglo-Iranian Oil Company e por fim, British Petroleum), pelo acordo firmado entre William Knox d'Arcy, o Tesouro Inglês e o Almirantado britânico.

Outra empresa, a Royal Dutch–Shell Group, de capital anglo–holandês e apoiada pelo governo britânico, expandiu-se rapidamente no início do século XX, e passou a controlar a maior parte das reservas conhecidas do Oriente Médio. Mais tarde, a empresa passou a investir na Califórnia e no México, e entrou na Venezuela. Paralelamente, companhias européias realizaram intensas pesquisas em todo o Oriente Médio, e a comprovação de que região dispunha de cerca de setenta por cento das reservas mundiais provocou reviravolta em todos os planos de exploração.

A primeira guerra mundial pôs em evidência a importância estratégica do petróleo. Pela primeira vez foi usado o submarino com motor diesel, e o avião surgiu como nova arma. A transformação do petróleo em material de guerra e o uso generalizado de seus derivados – era a época em que a indústria automobilística começava a ganhar corpo – fizeram com que o controle do suprimento se tornasse questão de interesse nacional. O governo americano passou a incentivar empresas do país a operarem no exterior.

A partir de 1920 os transportes terrestres, marítimos e aéreos passaram a consumir quantidades cada vez maiores do novo combustível.

Em 1930 surgiu a indústria petroquímica tendo como base o petróleo, para produzir numerosos equipamentos, objetos, e produtos. Nessa época, o subproduto indesejável passou

a ser a querosene, então pouco utilizado. Apenas com o advento dos aviões a jato, em 1939, esse combustível voltou a ser amplamente consumido.

Dessa forma, a indústria de refino teve um impulso fenomenal, garantindo o abastecimento de milhares de veículos e o funcionamento dos parques industriais. A gasolina passou a ser o principal derivado do petróleo, enquanto ocorria uma ampliação do sistema de estradas, exigindo mais asfalto. Em 1938, 30% da energia consumida no mundo provinha do petróleo. Mas as duas crises sucessivas do petróleo, em 1973 e 1978, levaram a uma reconsideração da política internacional em relação a esse produto, e os países dependentes do petróleo intensificaram a busca de fontes de energia alternativas.

Em 1960 é fundada a OPEC ou OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo). Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela, reunidos em conferência, em Bagdad, adotaram a resolução de fundar esta organização, com o objetivo de proteger os preços do petróleo e as receitas dos seus governos. A organização instalou a sua sede em Viena, Áustria, e aumentou, sucessivamente, o número dos seus países-membros, até atingir o total de 12, em 1974, ficando então constituída por: Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela (1960), Qatar (1961), Indonésia e Líbia (1962), Argélia e Abu Dhabi - mais tarde transferido para Emirados Árabes Unidos (1967), Nigéria (1971), Equador, que abandonou em 1992, e Gabão (1973), Emirados Árabes Unidos (Abu Dhabi, Ras al Khaymah e Dubai Sharjah) (1974), representando cerca de 85% das exportações mundiais de petróleo bruto.

Em 1966 a Standard Oil of New York (Socony) passa a chamar-se Mobil Oil.

Em junho de 1967 ocorre o primeiro embargo ao fornecimento de petróleo por parte dos países árabes exportadores. No encontro convocado de emergência para Bagdad, pelos países árabes exportadores de petróleo bruto, decidiram cortar o fornecimento de petróleo bruto aos Estados Unidos, à Grã-Bretanha e à então República Federal da Alemanha, excluindo desse embargo a França que, entretanto, tinha condenado a ação israelita na Guerra

dos Seis Dias.

Em agosto de 1967 ocorre o fim do primeiro embargo ao fornecimento de petróleo.

Em 1972 a Standard Oil of New Jersey passa a chamar-se Exxon.

Em outubro de 1973 ocorreu o primeiro choque do petróleo – uma imposição dos países árabes ao fornecimento de petróleo bruto. Os Ministros do Petróleo dos países membros da Organização dos Países Árabes Exportadores de Petróleo (OPAEP), em reunião realizada no Kuwait, decidiram pelo aumento de 70% sobre os preços de venda do petróleo. Enquanto os Estados Unidos pagavam US\$2,7 bilhões pelas suas importações de petróleo em 1970, passaram a pagar pela mesma quantidade a soma de US\$24 bilhões em 1974. Em contrapartida, a Arábia Saudita que recebeu US\$6,4 bilhões em receitas das suas exportações de petróleo no ano fiscal de 1974-75, recebeu US\$102 bilhões no ano de 1981.

Em outubro de 1973 os países membros da OPEC decidiram reduzir o total da sua produção de petróleo em 5% e continuar a reduzir um adicional de mais 5% por mês, até que Israel saísse de todos os territórios árabes ocupados durante a Guerra dos Seis Dias e que fossem restabelecidos os direitos do povo palestino; usou-se pela primeira vez o petróleo como uma arma diplomática.

Em janeiro de 1974 a OPEC estipulou o seu preço de venda do barril de petróleo bruto em US\$ 11,65, aumento de 128%.

Em março de 1974 o embargo ao fornecimento de petróleo foi cancelado. O Rei da Arábia Saudita, Faysal ibn Abd al-Aziz, e o Presidente egípcio, Anwar al-Sadat, prevaleceram sobre os outros membros da Organização dos Países Árabes Exportadores de Petróleo (OPAEP) ao conseguirem fazer terminar os cinco meses de embargo "como testemunho de boa vontade dos árabes" para com o Oeste, apesar dos israelenses não terem saído de nenhum dos territórios árabes ocupados e dos direitos do povo palestino não terem sido restaurados.

Em janeiro de 1979 ocorre o segundo choque do petróleo. A partida definitiva do Irã,

do Xá, Muhammad Riza Shah Pahlavi, um dos maiores aliados do ocidente no sector petrolífero, provocou uma nova crise. A ruptura na indústria petrolífera iraniana levou a OPEC a aumentar o preço de venda do seu produto em 100%, passando o valor do barril de US\$14 para US\$28.

Em setembro de 1980 as forças armadas iraquianas invadem o Irã, desencadeando a Guerra Irã-Iraque. Os preços do petróleo bruto voltam a aumentar, atingindo o pico de US\$41 por barril.

Em 1982 os preços do petróleo bruto diminuíram em consequência do aumento de produção verificado na Venezuela e nos países do Mar do Norte.

Em 1985 a Standard Oil of Indiana passou a se chamar-se Amoco.

Em dezembro de 1985, para responder ao desafio posto pela oferta de preços reduzidos por parte dos produtores ocidentais não-OPEC, como a Grã-Bretanha e a Noruega, aumentar a quota da OPEC no mercado e dificultar os esforços de guerra do Irã, a Arábia Saudita e o Kuwait começaram a superabastecer o mercado de petróleo bruto, depreciando o preço de US\$28 para chegar a atingir o preço de menos de US\$10, em Julho de 1986.

Em 1987 a Standard Oil of Ohio (Sohio) é adquirida pela British Petroleum, BP, passando a denominar-se BP América.

No dia 17 de julho de 1990 o presidente iraquiano, Saddam Hussein, acusou o Kuwait de exportar petróleo bruto além da quota estabelecida na OPEC, culminando em 2 de agosto na invasão do Kuwait pelo Iraque, precipitando o terceiro choque petrolífero. Momentaneamente o Kuwait tornou-se na 19ª Província do Iraque. O Conselho de Segurança da ONU assinala, na Resolução 660, que a invasão iraquiana do Kuwait, provocou uma ameaça à paz e à segurança internacional, condenando a invasão iraquiana do Kuwait, exigiu que o Iraque retirasse imediata e incondicionalmente todas as suas forças para a posição em que estavam localizadas em 1 de Agosto de 1990.

No dia 6 de agosto de 1990, a Resolução 661, do Conselho de Segurança da Organização das Nações Unidas, impôs severas sanções ao Iraque pela invasão do Kuwait e pelo não acatamento da Resolução 660.

No dia 16 de janeiro de 1991, foi deflagrada a Guerra do Golfo (durou exatamente 43 dias). A coligação militar liderada pelos Estados Unidos entraram em guerra em resposta à invasão e anexação do pequeno e rico em petróleo, Kuwait.

Em 1998 o Brasil, através da Agência Nacional do Petróleo – ANP, fez a primeira “concessão” de áreas para exploração e produção de petróleo, a Rodada Zero. Esse primeiro “leilão” consistia na escolha pela Petrobrás das áreas de seu interesse, para no futuro a ANP leiloar as áreas remanescentes²⁴.

No dia 11 de agosto de 1998, a British Petroleum (BP), adquiriu a Amoco (denominada Standard Oil of Indiana, até 1985). A fusão foi concretizada em 31 de Dezembro de 1998 por um valor aproximado de US\$ 55 bilhões.

Em dezembro de 1998 a Exxon e a Mobil decidiram fundir-se, reagrupando o correspondente a 50% do antigo Standard Oil Group, fundado em 1882, forçado a pulverizar-se por decisão do Supremo Tribunal dos Estados Unidos, em 1911, sob acusação de violação do *Sherman Antitrust Act*.

No dia 1 de dezembro de 1998, a petroleira francesa Total, anunciou a aquisição da belga Petrofina.

Em abril de 1999 a Amoco decidiu adquirir a Atlantic Richfield (Arco). Maio, a petroleira espanhola Repsol adquiriu a argentina YPF. Setembro, a petroleira francesa Total adquiriu a Elf Aquitaine (US\$ 54 bilhões).

Em 1999 foi realizado, verdadeiramente, o primeiro leilão para concessão de áreas para exploração e produção de petróleo no Brasil. Essa primeira rodada de licitações

²⁴ Na verdade os campos e blocos da Rodada Zero já eram operados pe Petrobrás., tal procedimento era suportado pela Lei 9.478 de 06/08/1997.

arrecadou em bônus de assinatura o valor de R\$ 321.656.697, de 11 empresas que arremataram os 54.659 km² ofertados pela ANP.

No mês de fevereiro de 2000 o preço do barril de petróleo na NYMEX²⁵ superou a US\$ 30, pela primeira vez, desde a crise da invasão do Kuwait pelo Iraque, dez anos antes. Em agosto, o barril do óleo Brent chegou a US\$ 32,80, seu preço mais alto desde a invasão do Kuwait²⁶. E, finalmente, em setembro o barril na NYMEX superou os US\$ 35, novamente o maior pico em dez anos.

Em junho de 2000, a ANP realizou o segundo leilão de áreas para exploração e produção de petróleo no Brasil. Essa segunda rodada de licitações arrecadou em bônus de assinatura o valor de R\$ 468.259.069 de 16 empresas, em 48.111 km² licitados. Das empresas vencedoras, 12 eram novas no país, sendo 5 nacionais.

Em junho de 2001, a ANP realizou o terceiro leilão de áreas para exploração e produção de petróleo no Brasil. Essa terceira rodada de licitações arrecadou em bônus de assinatura o valor de R\$ 594.944.023 em 48.629 km² licitados. Das empresas vencedoras, 7 eram novas no país.

Em junho de 2002, a ANP realizou o quarto leilão de áreas para exploração e produção de petróleo no Brasil. Essa quarta rodada de licitações arrecadou em bônus de assinatura o valor de R\$ 27.448.493 de 14 empresas, em 25.289 km² licitados. Das empresas vencedoras, 5 eram novas no país.

Em agosto de 2003, a ANP realizou o quinto leilão de áreas para exploração e produção de petróleo no Brasil. Essa quinta rodada de licitações arrecadou em bônus de assinatura o valor de R\$ 92.377.971 em 25.289 km² licitados. Das empresas vencedoras, 7 eram novas no país.

²⁵ Bolsa de Mercadorias de Nova York, nos Estados Unidos.

²⁶ Tipo de petróleo produzido no Mar do Norte que caracteriza a cotação na Bolsa de Mercadorias de Londres.

3.2 - Refino (*downstream*)

O petróleo bruto é constituído por centenas de diferentes tipos de compostos químicos (hidrocarbonetos). Quando essa mistura contém uma maior percentagem de moléculas pequenas seu estado físico é gasoso e quando a mistura contém moléculas maiores seu estado físico é líquido, nas condições normais de temperatura e pressão (THOMAS, 2001, p. 4).

Segundo Thomas (2001, p. 4), separar as centenas de compostos químicos do petróleo em componentes puros ou misturas de composição conhecida é praticamente impossível. Portanto, para serem utilizados como fontes energéticas os hidrocarbonetos precisam ser separados em diferentes frações, esse processo é chamado de refino. Aproveitando o fato de cada componente tem um ponto de ebulição diferente, consegue-se separar os componentes do petróleo bruto em diferentes frações (grupos), e em seguida reduzir essas frações a seus diversos produtos.

As dezenas de compostos que constituem o petróleo são separadas em grupos, de acordo com as temperaturas de ebulição ou volatilidade (ilustração 3.1):

Frações do Petróleo	Temperatura de Ebulição (° C)	Usos
Gás natural Gás liquefeito de petróleo (GLP)	- até 40	Gás combustível. Gás combustível engarrafado, uso doméstico e industrial.
Gasolina	40 a 175	Combustível de automóveis, solvente.
Querosene	175 – 235	Iluminação, combustível de aviões a jato.
Gasóleo leve	235 – 305	Diesel, fornos.
Gasóleo pesado	305 – 400	Combustível, matéria-prima para lubrificantes.
Lubrificantes	400 – 510	Óleos lubrificantes.
Resíduo	Acima de 510	Asfalto, piche, impermeabilizantes.

Fonte: Thomas (2001, p. 5)

ILUSTRAÇÃO 3.1 – FRAÇÕES (REFINO) DO PETRÓLEO

Quando possível, o processo de refino é adaptado à demanda dos consumidores. Assim é que no final do século XIX, quando o querosene de iluminação era muito utilizado, as refinarias dos Estados Unidos extraíam do óleo cru até setenta por cento de querosene. Depois, quando a gasolina passou a ser o subproduto mais procurado, começou a ser retirada

do óleo cru nessa porcentagem. Mais tarde, o querosene voltou a encontrar larga aplicação como combustível para aviões a jato. Essas flexibilidades (adaptação) na produção (refino) de derivados de petróleo são semelhantes às opções (financeiras) sobre ações encontradas e comumente negociadas no mercado financeiro.

Conhecer a qualidade do petróleo a destilar é fundamental para as operações de refinação, pois a sua composição e o seu aspecto variam em larga faixa, segundo a formação geológica do terreno de onde foi extraído e a natureza da matéria orgânica que lhe deu origem. Assim, há petróleos leves, que dão elevado rendimento de produtos leves (GLP, nafta e óleo diesel) e menos rendimentos de produtos pesados (óleos combustíveis e asfalto); petróleos pesados, onde ocorre o inverso, alto rendimento em óleo combustível.

A instalação de unidades de conversão, que transformam frações pesadas em frações mais leves, pode atenuar essa diferença em rendimentos, mas não consegue eliminá-la. Por exemplo, a indústria Petróleo Brasileiro SA – Petrobrás, comumente instala unidades de conversão (craqueamento catalítico, coqueamento retardado e hidrocrackeamento) em suas refinarias, com a finalidade de diminuir a influência da natureza do petróleo nos rendimentos dos produtos obtidos, pois o objetivo é obter do petróleo processado o máximo possível de derivados de maior valor de mercado, o que equivale a reduzir ao mínimo a produção de óleo combustível. A Petrobrás, por deter até recentemente o monopólio do refino no país, tem, adicionalmente, o objetivo de atender o mercado nacional de derivados em qualquer circunstância²⁷.

Embora de pouca utilização em estado natural, o petróleo, quando refinado, fornece combustíveis, lubrificantes, solventes, material de pavimentação e muitos outros produtos. Os combustíveis derivados do petróleo respondem por mais da metade do suprimento total de energia do mundo (ilustração 1.1) . Tanto pela combustão direta quanto pela geração de

²⁷ A Lei do Petróleo de 1977, reformulou por completo as áreas de exploração, produção e refino de petróleo e a comercialização de produtos derivados.

eletricidade, o petróleo fornece iluminação para muitos povos do mundo. Seus subprodutos são também utilizados para a fabricação de tecidos sintéticos, borracha sintética, sabões, detergentes, tinta, plásticos, medicamentos, inseticidas e fertilizantes.

3.3 - Exploração e Produção – E&P (*upstream*)

A exploração de petróleo pode ser feita em terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*).

O petróleo é normalmente encontrado nas bacias sedimentares, depressões na superfície da terra, que foram ao longo de milhões de anos preenchidas pelas rochas sedimentares.

As bacias sedimentares são estudadas por geólogos e geofísicos, a fim de se estabelecer a localidade onde devem ser perfurados os poços para a exploração do petróleo. Após vários testes e pesquisas é decidida a perfuração, surgindo, então, o poço pioneiro. O trabalho na perfuração atravessa dia e noite até atingir a profundidade determinada – 800, 1.000, 6.000 metros.

A existência de acumulações comerciais de petróleo depende, além de outros fatores, das características e do arranjo de certos tipos de rochas sedimentares no subsolo das bacias. Basicamente, é preciso que existam rochas geradoras que contenham a matéria-prima que se transforma em petróleo e rochas-reservatório, ou seja, aquelas que possuem espaços vazios, chamados poros, capazes de armazenar o petróleo e são envolvidas em trapas (armadilhas), compartimentos isolados no subsolo onde o petróleo se acumula e não há condições de escapar. A ausência de qualquer um destes elementos impossibilita a existência de uma acumulação.

A moderna exploração do petróleo utiliza grande conjunto de métodos de investigação na procura das áreas onde essas condições básicas possam existir. A Geologia de superfície analisa as características das rochas na superfície e pode ajudar a prever o seu comportamento

a grandes profundidades. Os métodos geofísicos tentam, através de sofisticados instrumentos, fazer uma verdadeira "radiografia" do subsolo, que traz valiosos dados, e permitem a escolha das melhores situações para a existência de um campo petrolífero.

Na prospecção de jazidas de petróleo utilizam-se entre outros, métodos geofísicos como por exemplo os métodos sísmicos que permitem investigar a estrutura da terra em profundidade. Nesse método são usados equipamentos que produzem sismos de pequena intensidade (terremotos). As vibrações produzidas atravessam as camadas de rochas e refletem-se quando passam de umas camadas para outras. As vibrações refletidas nas camadas profundas são detectadas na superfície por aparelhos chamados geofones, e registradas em equipamentos próprios bastante sofisticados. Depois de processadas em grandes computadores, permitem aos especialistas estudar a natureza do subsolo e fazer mapas das estruturas geológicas (ilustração 3.2).

Fonte: Centro de Ensino e Pesquisa Aplicada do Instituto de Física da Universidade de São Paulo

ILUSTRAÇÃO 3.2 – MÉTODOS DE INVESTIGAÇÃO DE ÁREAS

Essa etapa se assemelha as pesquisas de marketing efetuadas pelas empresas para se estimar a aceitação de determinado produto. Portanto, pela essência dos gastos efetuados e

pelo tratamento dado em outros setores industriais, esses gastos de geologia e geofísica – G&G deveriam ser alocados diretamente ao resultado, e considerados como custos perdidos (*sunk cost*) na avaliação do investimento de exploração e produção do mineral²⁸.

Só após a aplicação de todos os métodos geológicos e geofísicos de investigação e da interpretação dos dados obtidos, é que se seleciona uma área onde se identificou uma estrutura que se supõe a presença dos outros fatores críticos para se iniciar perfuração.

Interessante observar que o modelo decisório e a avaliação do investimento pelo gestor ocorrem de forma sequencial, ou seja, só com o sucesso dos testes de G&G é que se passa para a etapa seguinte da exploração.

Escolhido o ponto adequado para testar determinadas situações no subsolo, é feito um poço para verificar se realmente existe acumulação de petróleo. Este primeiro poço é chamado de pioneiro (ilustração 3.3).

Fonte: Centro de Ensino e Pesquisa Aplicada do Instituto de Física da Universidade de São Paulo

ILUSTRAÇÃO 3.3 – POÇO PIONEIRO E VISUALIZAÇÃO DE UMA JAZIDA

²⁸ Este tratamento só é seguido quando as empresas do setor utilizam-se do método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucédidos (SE); já pelo método da Capitalização Total (FC), esses gastos são todos capitalizados (ver capítulo 3 sobre a contabilidade no setor petrolífero, especificamente a ilustração 3.1).

Normalmente a fase de exploração é a mais dispendiosa, chegando a atingir, em média, 80% do custo da pesquisa. Apesar disto e do enorme progresso obtido nos variados métodos de pesquisa, mais de 80% dos poços pioneiros não resultam – no Brasil e no mundo – em descobertas aproveitáveis (Petrobrás, 1995). O início da exploração de um poço não garante a certeza de que será encontrado um reservatório petrolífero, pois dentro do atual estágio da indústria petrolífera, só a sondagem revela o petróleo²⁹.

No caso de se realizar descoberta com o poço pioneiro, são perfurados outros poços para estabelecer os limites do campo. São os chamados poços de delimitação ou extensão. Todos esses poços são, conjuntamente, classificados como exploratórios. Caso seja confirmada a existência de área com volume comercialmente aproveitável de óleo, são perfurados os poços de desenvolvimento, através dos quais o campo é posto em produção. Geralmente são perfurados poços com espaçamentos regulares e distância média de 400 metros.

Os óleos obtidos de diferentes reservatórios de petróleo possuem características diferentes. Alguns são preto, densos, viscosos liberando pouco ou nenhum gás, enquanto que outros são castanhos ou bastante claros, com baixa viscosidade e densidade, liberando quantidade apreciável de gás. Já outros reservatórios, podem produzir somente gás (THOMAS, 2001, p. 5). Portanto, a satisfação das condições geológicas que asseguram a existência de uma jazida de petróleo, não garante a sua viabilidade econômica, pois há outros fatores que podem inviabilizar, por exemplo, um projeto de um mega campo petrolífero, ou viabilizar a reabertura de um pequeno campo maduro (áreas que contêm poços abertos e/ou onde a produção entrou em declínio), como por exemplo, a quantidade de gás, a viscosidade do óleo, e ainda a, taxa de juros, o custo de produção e o preço no mercado internacional.

²⁹ Antes do início da exploração a empresa já apresenta a flexibilidade de explorar ou não determinada área potencial. Mas, como pode ser observado no texto, é a fase com maior incerteza em todo o processo de produção de petróleo e, portanto, naturalmente deve ser a mais valiosa também (ilustração 3.4). O detalhamento dessa afirmação está devidamente estruturado no capítulo 6 sobre opções reais.

3.4 - Viabilidade, Perfuração e Recuperação de Reservas

A decisão de explorar petróleo em uma determinada área passa por uma série de etapas, e em cada uma dessas etapas faz-se necessário o constante acompanhamento da viabilidade econômica do projeto para a seqüência dos trabalhos (ilustração 3.4).

ILUSTRAÇÃO 3.4 – ETAPAS DE ANÁLISE DA VIABILIDADE DA ATIVIDADE DE E&P

A etapa seguinte à opção pela aquisição ou arrendamento da área, de um programa de exploração de petróleo, consiste na realização de um estudo geológico com o propósito de reconstituir as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos de uma determinada região. O propósito é a elaboração de mapas de superfície através de uma série de recursos disponíveis e dados coletados através da aerofotogrametria, da fotogeologia, de dados de poços, da paleontologia e da geoquímica.

Somente após exaustivo prognóstico de comportamento das diversas camadas do subsolo, os geólogos e geofísicos decidem propor a perfuração de um poço - etapa que exige maior quantidade de investimentos em todo o processo de prospecção. Essa fase de prospecção fornece uma quantidade muito grande de informações técnicas, com um investimento relativamente pequeno quando comparado ao custo de perfuração de um único poço exploratório (THOMAS, 2001, p. 23).

Segundo Thomas (2001, p. 23), um programa de prospecção de petróleo visa fundamentalmente a dois objetivos:

- a) localizar em uma bacia sedimentar as situações geológicas que reúnam condições para acumulação de petróleo; e
- b) verificar qual, dentre estas situações, possui mais chance de conter petróleo.

Portanto, não se pode prever onde existe petróleo, e sim os locais mais favoráveis para sua ocorrência. Por essa impossibilidade de localização direta das jazidas petrolíferas, é que surgem numerosos insucessos na perfuração de poços pioneiros.

Identificada a área que reúna as condições favoráveis à existência de petróleo, ainda é necessário que:

- c) as rochas que formam o reservatório sejam de grande espessura, para suportar o aprisionamento do óleo e do gás durante o processo de extração e recuperação;
- d) os reservatórios formados pelas rochas que acumulam o mineral, sejam amplos o bastante para conter óleo e gás em quantidades suficientes;
- e) as condições econômicas e operacionais sejam favoráveis à exploração e a perfuração dos poços.

A extração de petróleo de uma jazida induz à idéia de um resgate, de uma recuperação, de vez que parte do petróleo deverá ficar “eternamente” no subsolo. Quando a extração se realiza espontaneamente pela pressão dos gases do próprio reservatório, sem estímulos externos, diz-se que é uma recuperação primária. Quando, porém, são usados estímulos externos para produzir mais petróleo, há a chamada recuperação secundária ou terciária (métodos especiais), nestes casos são empregados processos mecânicos (cavalo de pau, ilustração 3.5), bombas alternativas ou centrífugas e injeção de água e/ou gás. A capacidade de recuperação de reservatórios ausentes de pressão interna é uma informação valiosa para os investidores das empresas que exploram e produzem óleo e gás, pois indica a evolução

tecnológica da empresa na sua maior fonte de geração de riqueza – exploração de óleo e gás³⁰.

ILUSTRAÇÃO 3.5 – CAVALO DE PAU

As principais técnicas de recuperação consistem em injetar água, gás natural, vapor, álcool ou, ainda, misturas especiais, com o fim de estimular a saída do petróleo. Tais substâncias, ocupando os vazios dos reservatórios, acabam empurrando o óleo para o poço. Os diversos tipos de recuperação variam com a natureza do petróleo. Para os petróleos muito densos, desenvolveu-se um método baseado na combustão interna, chamada de combustão *in situ*. Com auxílio de um ignidor, os especialistas provocam uma espécie de incêndio controlado nas profundezas do reservatório, conseguindo, assim, maior fluidez do óleo.

Durante a vida útil produtiva dos campos de petróleo, várias providências são tomadas para preservar o reservatório. Na extração do petróleo, a pressão do gás natural associado é a fonte de energia que faz o óleo chegar à superfície. Por isso, há uma permanente preocupação, em se produzir a menor quantidade possível de gás com cada barril de petróleo, poupando-se a energia do reservatório. Se for produzido gás em quantidade maior que a necessária, corre-se o risco de uma exploração predatória e grande volume de petróleo permanecerá na jazida, sem possibilidade de aproveitamento.

No momento em que o processo de recuperação secundária atinge seu limite de eficiência, há necessidade de lançar mão de métodos especiais de recuperação, que

³⁰ Um estudo interessante sobre a avaliação financeira de reservatórios com a aplicação de técnicas de recuperação complementar de poços pode ser visto em: Saito, Schiozer e Castro (2000).

possibilitem obter maior quantidade de petróleo no mesmo reservatório.

A aplicação de métodos de recuperação secundária em um reservatório, depende de profundos estudos técnicos e econômicos, que terão o propósito de verificar se o acréscimo de petróleo produzido justificará os investimentos necessários.

Segundo Neiva (1986, p. 71), na década de sessenta a Petrobrás teve a intenção de utilizar esses métodos de recuperação especial, mas foram considerados antieconômicos. Já na década de setenta, com a crise energética, iniciada em 1973, que teve como consequência à acentuada elevação do preço do barril de petróleo, viabilizou economicamente a aplicação de métodos especiais de recuperação, capazes de aumentar significativamente os volumes de petróleo até então obtidos pelas recuperações primária e secundária.

Diante dessas constatações, o uso de métodos de recuperação não-convencionais e o uso de fontes energéticas substitutas, podem funcionar como “balizadores” para a decisão “unilateral” de elevação exagerada do preço do barril de petróleo pela OPEC, pois a elevação do preço do petróleo a um nível muito elevado, viabilizaria economicamente a procura e o uso de fontes energéticas alternativas e sobretudo a utilização de métodos não-convencionais de recuperação campos de petróleo, onde a recuperação através de técnicas primária e secundária já não produzisse os resultados desejados³¹.

Na exploração e produção de recursos naturais esgotáveis, como o óleo e o gás, as decisões de produção das empresas freqüentemente apresentam aspectos intertemporais, pois qualquer quantidade extraída hoje do recurso mineral, afeta as vendas e/ou os custos futuros de produção. Ao decidir extrair um recurso hoje, a empresa estará ganhando experiência capaz de minimizar seus insucessos na busca por áreas potenciais e na prospecção de petróleo nos seus reservatórios, e com isso reduzir seus custos futuros. Assim, na busca por

³¹ Apesar de a OPEC levar toda a fama de pela formação do cartel, são as grandes corporações do setor que acabam efetivamente lucrando com as decisões unilaterais da organização. O controle da oferta e, indiretamente do preço do barril do petróleo pela OPEC, inviabiliza fontes energéticas alternativas e permite planejamentos bem consiste de produção, ou seja a OPEC indiretamente dá a essas empresas do setor uma série de flexibilidades gerenciais, por exemplo, a opção pela exploração, pelo desenvolvimento e finalmente pela extração do óleo quando o preço do barril for suficientemente alto a ponto de maximizar os retornos da empresa e, ainda viabilizar formas de recuperação de poços.

reservatórios economicamente viáveis é plausível que se considere os custos do insucesso como investimentos. E é nessa idéia que está centrada a adoção do método da Capitalização Total (FC) na contabilização dos gastos incorridos na atividade de exploração e produção e óleo e gás.

Já a utilização do método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE) está essencialmente ligada ao objetivo maior das informações fornecidas pela contabilidade – fornecer informações que sejam úteis ao processo decisório. Por esse método, somente os gastos associados às reservas encontradas, ou seja, explorações que resultarem em sucesso, deverão ser capitalizados. Pelo SE, aqueles gastos ligados a explorações mal sucedidas devem ser diretamente lançados para o resultado do exercício. Portanto, a diferença básica entre os dois métodos é a capitalização ou não de certos gastos efetuados na busca por reservas comercialmente recuperáveis (provadas) de óleo e gás.

Avaliar com precisão as expectativas das receitas e dos custos com base na comercialização das reservas provadas, exigência do SFAS nº 69, passa por alguns problemas de avaliação de engenharia de reservatório, ou seja:

- a) o tamanho do reservatório
- b) a porosidade e a permeabilidade do reservatório
- c) a pressão e temperatura do reservatório
- d) o óleo, o gás e a água contidos no reservatório.

Na estimativa do total de reservas recuperáveis é necessário o conhecimento do momento em que o óleo e gás devem ser extraídos, este momento depende de alguns fatores como:

- a) as características do reservatório (itens acima mencionados);
- b) a demanda pelo produto³²;

³² A demanda é um fator especialmente importante para o gás natural, sobretudo pela dificuldade operacional e financeira de estocagem do gás.

c) as regulamentações governamentais.

Adicionalmente, mesmo que todos os sete itens mencionados sejam satisfeitos, as empresas precisam fundamentalmente observar algumas variáveis econômicas e financeiras:

- a) a quantidade de óleo e de gás que pode efetivamente ser recuperada;
- b) o tempo ideal de produção futura;
- c) os preços de venda futuros do óleo e do gás;
- d) os custos futuros de produção (exploração, desenvolvimento e produção);
- e) os custos futuros de desativação e recuperação da área explorada; e
- f) o custo de oportunidade envolvido no empreendimento.

Entre todas as incertezas que cercam a atividade de exploração e produção de óleo e gás, a estimativa da quantidade de reservas provadas recuperáveis e a incerteza sobre os preços do óleo e do gás parecem ser as principais fontes de imprecisão nas estimativas³³.

³³ O índice de sucesso em poços pioneiros da Petrobrás no mar é de 47% (THOMAS, p. 24).

Capítulo 4

CONTABILIDADE PARA O SETOR PETROLÍFERO

O objetivo deste capítulo é apresentar as justificativas para a emissão das normas e a base conceitual da contabilidade financeira para o setor petrolífero, especificamente para a atividade de exploração e produção (E&P).

4.1 – Panorama Histórico das Normas Contábeis para o Setor Petrolífero nos EUA³⁴

Cada setor industrial apresenta suas nuances referentes aos negócios ou as práticas contábeis, mas é raro o setor em que se encontram tantas particularidades nos negócios (atividades) e na contabilidade, quanto o setor petrolífero (IJIRI, 1979; Apud. WOLK, FRANCIS e TEARNEY, 1984).

Antes de meados dos anos 50, a maioria das empresas do setor petrolífero já usava um princípio contábil amplamente conhecido como “contabilidade pelos esforços bem sucedidos” (*successful efforts accounting*). A aplicação desse conceito contábil foi usada de diferentes formas, pois na sua essência a idéia era a de que aqueles custos incorridos nas atividades exploração, desenvolvimento e produção de reservas de petróleo e gás deveriam ser capitalizados se de fato resultassem em uma reserva economicamente viável. Por outro lado, os gastos incorridos nas mesmas atividades, mas que não resultassem em reservas viáveis, eram lançados como despesas para compor o resultado do período.

Muitas interpretações foram dadas na utilização da contabilidade pelos esforços bem sucedidos. Por exemplo, os gastos com a exploração geológica e geofísica deveriam ser capitalizados? Mesmo sabendo que estes gastos são incorridos antes de se identificar que

³⁴ Esse tópico está centrado nas informações obtidas em Brock, Klingstedt e Jones (1990)

naquela área exista qualquer indício de petróleo? Algumas empresas capitalizavam todos os gastos de exploração geofísica e geológica. Outras empresas os dividiam entre as áreas adquiridas e as não adquiridas, lançando respectivamente como ativos e despesas do período. Uma terceira forma encontrada nas empresas, era a que lançava todos os gastos de exploração geofísica e geológica como despesas do período.

Uma discordância básica e ao mesmo tempo intrigante entre os defensores e os oponentes à contabilidade pelos esforços bem sucedidos, é a de como tratar os gastos de exploração de um poço estéril (seco). Algumas empresas lançavam todos esses gastos para despesas, outras capitalizavam todos os gastos de qualquer estrutura geológica, enquanto outras consideravam como despesas os gastos de exploração do poço estéril, mas capitalizavam os gastos de seu desenvolvimento.

Portanto, até meados da década de 50 quase todas as empresas do setor petrolífero se utilizavam da contabilidade para os esforços bem sucedidos, entretanto elas não seguiam os mesmos procedimentos, causando problemas de comparabilidade entre as empresas do setor.

Ainda nessa mesma época, uma abordagem completamente nova para contabilizar as atividades das empresas de óleo e gás foi introduzida. Nessa abordagem, conhecida como método da Capitalização Total (FC) (*full cost method*), todos os gastos incorridos na exploração, aquisição, e desenvolvimento da reservas de óleo o gás eram capitalizados em um centro de custo, independente do sucesso ou insucesso da atividade. Por esse método era necessário estabelecer um teto máximo de gastos capitalizados, para que a acumulação de gastos no ativo não excedesse ao valor do ativo.

No parágrafo 110 do SFAS nº 19, o *Financial Accounting Standards Board* (FASB), sintetiza algumas variações entre os métodos de Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos e o da Capitalização Total.

“Variações comuns no método da capitalização total e no método da capitalização pelos esforços bem sucedidos existem (a) nas categorias das reservas usadas para apurar a amortização, (b) nos custos de desenvolvimento que são antecipados se os custos de aquisição, exploração, ou desenvolvimento forem amortizados com base em todas as reservas provadas, (c) na medida em que as propriedades são agregadas para propósito de amortização, (d) nas bases para se determinar as taxas de amortização se o óleo e o gás são conjuntamente produzidos, (e) nas categorias das reservas e os métodos de avaliação usados para estabelecer uma limitação para os custos capitalizados, e (f) na alocação dos custos indiretos de produção”.

O método da Capitalização Total (FC) foi inicialmente adotado pelas empresas não integradas de exploração de óleo e gás. Em 1970, aproximadamente metade das empresas do setor que possuíam ações publicamente negociadas usavam o método FC. Já as grandes empresas integradas continuavam a usar o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE).

Com a utilização dos dois métodos, contadores e analistas se inquietaram diante da dificuldade de se comparar demonstrações contábeis de diferentes empresas do mesmo setor de óleo e gás. Em 1964 o *Accounting Principles Board (APB)* e o *American Institute of Certified Public Accountants (AICPA)* comissionaram a Robert E. Field, um sócio da Price Waterhouse, para elaborar um estudo sobre contabilidade financeira e relatórios na indústria extrativista. Com o estudo completado em 1969 e publicado pelo APB como *“Accounting Research Study nº 11 (ARS 11)”*, o autor sugeriu que o método da Capitalização Total deveria ser eliminado e que somente o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos fosse aceitável.

Os esforços do APB para resolver as controvérsias foram insuficientes, e quando o APB foi extinto e o FASB foi estabelecido em 1973 para substituí-lo, o FASB decidiu não incluir o assunto em sua agenda inicial.

O embargo árabe do petróleo em 1973 gerou intenso interesse público e o Congresso norte-americano passou a se preocupar com o setor de óleo e gás. Este interesse culminou com o Decreto de Política e Conservação de Energia de 1975 (*Energy Policy and*

Conservation Act of 1975 – EPCA). Parte do decreto estabelecia a necessidade de um banco de dados nacional sobre energia, com dados estatísticos e financeiros sobre as indústrias do setor petrolífero. Portanto, este decreto trouxe a discussão e a necessidade do desenvolvimento de um conjunto de práticas de contabilidade usadas por todas as empresas produtoras de óleo e gás para se reportarem ao Departamento de Energia. O decreto determinava que estas práticas contábeis fossem desenvolvidas pela *Securities and Exchange Commission* (SEC), mas permitia a esta, confiar o desenvolvimento das normas contábeis ao FASB se a Comissão filtrasse aquelas normas que seriam aceitas.

Em 1977 o FASB emitiu o SFAS nº 19 – *Financial Accounting and Reporting for Oil and Gás Producing Companies*, que prescrevia o método contábil de Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos para determinar os gastos que deveriam ser capitalizados, e ainda exigia a evidenciação das reservas provadas de óleo e gás.

Devido aos protestos dos pequenos produtores no Congresso e, ao posicionamento de algumas agencias governamentais contra o SFAS nº 19, a SEC decidiu, sob pedido do Departamento de Justiça, colocar esta normas em discussão pública antes de sua adoção como uma norma de contabilidade e divulgação para o setor de óleo e gás. Boa parte dos participantes das discussões - empresas não integradas e agências governamentais, se posicionaram contra a adoção integral da norma (SFAS nº 25; WOLK, FRANCIS e TEARNEY, 1984, p. 462).

Apesar da forte oposição ao SFAS nº 19, a emissão e adoção do referido pronunciamento estava de acordo com parte das necessidades de informações dos analistas financeiros do setor de óleo e gás, ou seja, havia um consenso entre estes profissionais de que o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos era superior ao método da Capitalização Total.

Segundo Brock, Klingstedt e Jones (1990, p. 52) em agosto de 1978, a SEC anunciou no *Accounting Series Release 253 (ARS 253)* que nenhum dos métodos, Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos e Custo Total, refletiam a substância econômica da atividade de exploração de óleo e gás, em outras palavras, não forneciam informações úteis na apresentação dos resultados das operações ou da posição financeira das empresas do setor petrolífero, pois nenhum deles retratava os resultados da principal atividade (descoberta de reservas provadas de óleo e gás) ou refletiam satisfatoriamente os principais ativos (reservas de óleo e gás) de uma empresa que explora e produz óleo e gás. A SEC também anunciou o desenvolvimento de um método contábil conhecido como Reconhecimento Contábil das Reservas (*Reserve Recognition Accounting – RRA*) que atribuía um valor para as reservas provadas de óleo e gás e procurava refletir os resultados das alterações de valor das reservas provadas.

Devido às dificuldades encontradas pelas empresas em se determinar um valor para as reservas provadas de óleo e gás, a SEC concluiu que não seria possível exigir a divulgação das demonstrações contábeis primárias pelos critérios do RRA. Portanto, a SEC determinou que por um período indefinido as empresas do setor poderiam usar tanto o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos quanto o método da Capitalização Total. O insucesso da SEC na tentativa de implementar os conceitos do Reconhecimento Contábil das Reservas (RRA), ocorreu em função de problemas práticos para se estimar:

- a) o valor das reservas provadas;
- b) os custos de produção futura;
- c) os períodos a serem considerados na avaliação das reservas;
- d) a taxa de desconto dos fluxos de caixa gerados;
- e) o preço de venda ou valor do óleo e do gás.

Contudo, a SEC não abandonou a idéia de que a divulgação das informações sobre as atividades de produção de óleo e gás fosse feita com base no valor das reservas e não no seu custo, passou então a exigir a elaboração de relatórios complementares baseados no RRA.

Em dezembro de 1978 a SEC emitiu os boletins ARS 257 e ARS 258, que tratavam, respectivamente, das regras do método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos e do método da Capitalização Total³⁵. Com o ARS 258 a SEC anunciou a adoção das regras definitivas para as empresas que usavam o método da Capitalização Total (FC). Estas regras foram subsequentemente modificadas e deram origem ao Regulamento SX 4-10, que tinha como base: a) a natureza dos centros de custos; b) os gastos a serem capitalizados; c) a amortização dos gastos capitalizados e; d) o cálculo do teto de capitalização dos gastos.

Depois das ações da SEC, que permitiram às empresas do setor de óleo e gás usarem qualquer um dos métodos de contabilidade, o FASB emitiu em fevereiro de 1979 a SFAS nº 25 – *Suspension of Certain Accounting Requirements for Oil and Gas Producing Companies*. Esta norma suspendeu por um período indefinido a maior parte das exigências contidas no SFAS nº 19, entre elas, a da utilização do método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos para capitalização dos gastos nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás³⁶. Portanto, as empresas que estavam sob a jurisdição da SEC poderiam usar o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (ARS 257) ou o método da Capitalização Total (ARS 258). Todavia, para aquelas empresas que não estavam condicionadas às regras da SEC, não estava prevista nenhuma determinação de qual método utilizar. Contudo, os auditores que verificavam as demonstrações contábeis das empresas que exploravam óleo e gás, obrigaram seus clientes a adotarem um dos dois métodos de capitalização dos gastos, como era prescrito pela SEC (BROCK, KLINGSTEDT e JONES 1990, p. 53).

³⁵ As regras estabelecidas no ARS 257 da SEC eram essencialmente as mesmas contidas no SFAS nº 19 (emitido em 1977 pelo FASB).

³⁶ Até então, sob o SFAS nº19, somente o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos era aceito.

Em fevereiro de 1981, a SEC anunciou que o FASB iria incumbir-se de desenvolver um projeto que iria culminar na emissão de uma norma que passaria a exigir das empresas do setor petrolífero, um conjunto de evidenciações suplementares. Em novembro de 1982 o FASB emitiu o SFAS nº 69 – *Disclosures about Oil na Gas Producing Activities*, e em dezembro de 1982, a SEC anunciou a adoção do SFAS nº 69. Entre outras coisas já previstas no RRA, o SFAS nº 69 inovou ao exigir a evidenciação do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelas reservas provadas.

Em 1986, a controvérsia: capitalização total / capitalização pelos esforços bem sucedidos, voltou a ser discutida quando importantes integrantes da SEC recomendaram que o método da Capitalização Total fosse eliminado como opção para as empresas que possuíam títulos publicamente negociados. A SEC, entretanto, rejeitou esta proposta, e como resultado, os dois métodos continuam aceitos até hoje como forma de contabilização dos custos das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás (BROCK, KLINGSTEDT e JONES 1990, p. 54).

4.2 - Classificação dos Gastos Incorridos

Os pronunciamentos de contabilidade emitidos pelo FASB para o setor petrolífero não se destinam as atividades de refino, comercialização e distribuição das empresas produtoras de óleo e gás. As atividades contempladas pelas normas do FASB são:

- a) a aquisição de propriedades;
- b) a exploração (incluindo prospecção);
- c) o desenvolvimento;
- d) a produção de óleo cru e gás natural; e também
- e) a instalação e equipamentos de suporte.

Portanto, antes de se determinar o tratamento contábil dado aos gastos, estes precisam ser primeiramente classificados como custo de aquisição de propriedades, de exploração, de desenvolvimento, de produção, ou de instalações e equipamentos de suporte.

Gastos de Aquisição de Propriedades – são todos os gastos incorridos para adquirir, alugar, usar ou qualquer outra forma de aquisição dos direitos de uso de determinada área (com existência provada ou não provada do mineral).

Gastos de Exploração – são todos os gastos incorridos que estiverem relacionados à pesquisa de reservas de óleo e gás. Incluem nessa categoria os gastos incorridos: a) na identificação de áreas potenciais e que por isso exijam a necessidade de exames específicos; b) nos exames específicos nas áreas com potencial de reservas de óleo e gás, por exemplo, perfuração de poços exploratórios e testes estratigráficos³⁷; e c) na sustentação e conservação de campos não desenvolvidos (a desenvolver).

Os gastos de exploração podem ocorrer antes ou depois da aquisição (negociação) da área. Gastos em estudos geológicos, topográficos e geofísicos (gastos de G&G) freqüentemente ocorrem antes da aquisição da área, ou ainda, há casos em que esses gastos são incorridos e as áreas nunca serão adquiridas³⁸.

Para Neiva (1986, p. 65) a atividade de exploração compreende a investigação por métodos geológicos e geofísicos de determinadas áreas, a execução de um ou de vários furos de pesquisa, em local selecionado, até a descoberta de óleo ou gás natural, ou ainda, eliminação da área previamente escolhida.

Pode-se sintetizar que os gastos de exploração estão associados às reservas não provadas de óleo e gás, incluem, portanto, os gastos relacionados à perfuração dos poços estratigráficos e do poço pioneiro.

Gastos de Desenvolvimento – são todos os gastos incorridos na criação de um

³⁷ Teste estratigráfico, significa o estudo da seqüência, no espaço e no tempo, da formação das rochas, para se verificar se a área submetida ao teste reúne as condições ideais de se encontrar e aprisionar o petróleo.

³⁸ Especificadamente denominados custos de informação e pesquisa.

sistema de produção de poços, equipamentos relacionados, e facilidades que auxiliem a produção (içamento ou elevação) de óleo e gás nas reservas provadas; por exemplo, a construção de uma rua que de acesso a uma reserva provada de petróleo.

Caso o poço pioneiro revele a existência de algum reservatório economicamente viável de petróleo³⁹, todos os poços que venham a ser perfurados na área serão considerados como poços de desenvolvimento.

Ao contrário do que ocorre com os gastos de exploração, que estão relacionados às reservas não provadas, os gastos de desenvolvimento estão associados às reservas provadas de óleo e gás, portanto, que se conhecem por estimativas os benefícios futuros.

Custo de Produção – são todos os gastos incorridos para içar ou elevar o óleo e o gás para a superfície, acumulando, tratando, processando e armazenando todo o petróleo içado. A função de produção de petróleo termina na passagem do óleo ou gás pela válvula da propriedade ou na estocagem da produção do campo no tanque reservatório, ou sob circunstâncias não usuais, no primeiro ponto em que o óleo e/ou gás é colocado no oleoduto/gasoduto, refinaria, terminal marítimo, ou em algum tipo de transporte terrestre (SFAS nº 19, par. 23).

Os custos de produção podem ser divididos em duas partes: a) os gastos incorridos para operar e manter o sistema de produção e; 2) os custos de depreciação, exaustão, e amortização dos gastos capitalizados de propriedades adquiridas, de exploração e de desenvolvimento.

Instalações e Equipamentos de Suporte - os gastos de instalações e equipamentos de suporte podem ser incorridos para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção. Geralmente esses gastos são capitalizados e depreciados pela sua vida útil ou pelo esgotamento ou inviabilidade econômica da área. A despesa de depreciação e os gastos de

³⁹ Segundo Neiva (1986, p. 68) esta comprovação indica a existência de um campo prolífero.

operação das instalações e do equipamento de suporte devem ser alocados na atividade relacionada (exploração, desenvolvimento e produção). Pode ocorrer que uma instalação ou equipamento de suporte seja utilizado para mais de uma atividade, nesse caso a despesa de depreciação e os gastos operacionais devem ser alocados entre as atividades em uma base racional.

Os valores residuais e os custos estimados de desmontar, restaurar e de abandonar poços devem ser considerados na determinação das taxas de amortização e depreciação (SFAS nº 19, par. 37).

A perfeita compreensão desses dois métodos passa por uma extensa reflexão sobre a essência de cada um deles e, suas aplicações podem ser melhor entendidas nos tópicos a seguir.

4.3 - Método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE)

O tratamento dos gastos incorridos pelo método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos pode ser sintetizado pela representação feita na ilustração 4.1. Interessante observar que os gastos de suporte às instalações e equipamentos são inicialmente capitalizados para depois serem alocados nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção.

Os gastos de aquisição de uma propriedade não provada são inicialmente capitalizados e periodicamente, ao menos uma vez por ano, essas propriedades são examinadas para determinar se seus gastos acumulados superam seu valor de recuperação (*impairment*).

Se em uma propriedade não provada for detectada uma reserva provada de óleo e/ou gás, o valor contábil da propriedade é transferido para propriedades provadas para ser amortizado (depreciado) conforme os minerais são produzidos nessa propriedade.

Fonte: Baseados em Brock, Klingstedt, Jones (1990) e SFAS nº 121, SFAS nº 143 e SFAS nº 144

ILUSTRAÇÃO 4.1 – MÉTODO DA CAPITALIZAÇÃO PELOS ESFORÇOS BEM SUCEDIDOS

A ilustração 4.1 também apresenta o tratamento dado aos gastos de desenvolvimento de poços, incluindo os gastos de desenvolvimento de poços secos, que são todos capitalizados e amortizados conforme as reservas são produzidas.

4.3.1 - Depreciação, Amortização e Exaustão⁴⁰

Os custos dos ativos relacionados à atividade produtiva de óleo e gás são capitalizados em dois tipos de contas:

- Custos de aquisição de propriedade mineral, e
- Poços e instalações e equipamentos relacionados.

Os custos desses ativos são basicamente lançados para despesas através da

⁴⁰ Nesse trabalho o termo “amortização” será usado de forma genérica para descrever todos os três tipos de transferências periódicas dos ativos para despesas: amortização, exaustão e depreciação.

depreciação, exaustão e amortização conforme as reservas de óleo e gás são produzidas - método das unidades produzidas, calculado conforme demonstração a seguir:

$$\frac{\text{Custos Não Amortizados no Final do Período}}{\text{Reservas no Início do Período}} \times \text{Produção do Período}$$

ou

$$\frac{\text{Produção do Período}}{\text{Reservas no Início do Período}} \times \text{Custos Não Amortizados no Final do Período}$$

Para ilustrar o cálculo, assumimos que a Petrogás apresenta os dados do final do período:

- ✓ Custos não amortizados (final).....\$ 800.000
- ✓ Amortização acumulada (início).....\$ 68.000
- ✓ Reservas estimadas (início).....1.200.000 bbls⁴¹
- ✓ Produção do período.....50.000 bbls

$$\frac{\$ 800.000 - \$ 68.000}{1.200.000} \times 50.000 \text{ bbls} = \$ 30.500$$

A amortização do período será de \$ 30.500.

4.3.1.1 - Amortização dos Custos de Aquisição de Propriedades e dos Custos de Poços

Pelas exigências do Regulamento SX 4-10 da SEC, tanto os gastos de aquisição de propriedades minerais como os gastos de poços e suas instalações e equipamentos, devem ser amortizados com base nas reservas de óleo e/ou gás produzidos. Entretanto, as reservas aplicáveis a cada tipo de custo podem se diferentes (BROCK, KLINGSTEDT e JONES, 1990, p.313).

Os custos de aquisição de propriedade mineral são amortizados (exauridos) conforme as reservas provadas da propriedade são produzidas, baseadas no total de unidades estimadas da **reserva provada**. Por outro lado, os custos dos poços e das instalações e equipamentos

⁴¹ Sigla de barril (bbl), unidade de volume, equivalente a 0,159 m³ (ANP, 2002, p. 118).

relacionados, são amortizados (depreciados) na mesma proporção em que as reservas desenvolvidas são produzidas, baseadas no total de unidades estimadas das **reservas provadas desenvolvidas** (ver ilustração 4.1).

Pelo método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos os custos de aquisições de propriedades não provadas devem ser objetos do teste de recuperação dos ativos – *impairment*, isso faz com que os custos de aquisição de propriedades apresente um teto (valor máximo) para capitalização (ilustração 4.1).

4.3.1.2 - Desmontagem, Abandono, Restauração e Valor Residual

O Regulamento SX 4-10 da SEC e o parágrafo 37 do SFAS nº19 prevêm que:

“Os gastos estimados de desmontagem, abandono e restauração e os valores residuais estimados deverão ser considerados para se determinar as taxas de amortização e depreciação.” (tradução livre)

Com base nesta definição a Petrobrás (2001, p. 94) emitiu suas demonstrações contábeis de 2001 com base nos princípios contábeis norte-americanos. Na nota explicativa “g” sobre imobilizado, faz menções sobre os custos incorridos em atividades de produção de petróleo e gás e sobre a depreciação, exaustão e amortização:

“Custo de abandono – Os custos estimados para descontinuação e remoção de equipamentos para exploração de petróleo e gás são registrados ao longo da vida útil dos bens, utilizando o método de unidades de produção, e são classificados como depreciação, exaustão e amortização acumuladas quando a despesa é registrada....”

“...Os custos estimados de descontinuação, restauração e abandono, assim como os valores residuais estimados, são levados em consideração para determinação das provisões correspondentes a amortização e depreciação....”

Segundo Brock, Klingstedt e Jones (1990, p. 323) e Gallun, Stevenson e Nichols, (1993, p. 179), a exigência do SFAS nº 19 e do Regulamento SX 4-10 causa uma pequena dificuldade na rotina das atividades de desenvolvimento e produção de óleo e gás em terra (*on-shore*), pois a maioria dos operadores considera que o valor residual recuperável será

igual ao custo de desmontar e remover as instalações; portanto, os gastos de desmontagem são comumente ignorados no cálculo da amortização. Entretanto, na produção no mar (*offshore*), os custos de desmontagem das instalações, remoção de plataformas e outras estruturas, e a recuperação de áreas superficiais ou oceânicas podem ser extremamente altos – em muitos casos excedem aos gastos para construir e preparar as instalações, além de incorrerem por vários períodos futuros. Os mesmos autores ressaltam também algumas questões pertinentes ao assunto abordado:

- a) Na ocorrência de um passivo em função dos gastos de desmontagem e recuperação (inclusive ambiental), esse passivo deve ser reconhecido no momento em que ocorrer, ou seja, em geral no momento em que os ativos relacionados são instalados ou, apropriados durante a vida produtiva das reservas relacionadas?
- b) Se um passivo for reconhecido no momento em que os ativos são instalados, poderia o valor ser reconhecido (capitalizado) como parte dos custos de instalações?
- c) Qual a base para se mensurar os custos futuros? Custos corrigidos pelo nível de preços do momento do desenvolvimento ou baseados nas expectativas das saídas de caixa ou na remoção e restauração? Os custos futuros devem ser descontados a valor presente?

Analisando sob a “lente” da teoria da contabilidade, o que provavelmente deve ser feito é considerar os custos futuros estimados de remoção e restauração como necessários para se colocar as instalações disponíveis para uso, até porque existe a obrigação da recuperação ambiental. Pelo lado do passivo, de acordo com o SFAS nº 5 – *Accounting for Contingencies*, se existe a possibilidade da ocorrência da contingência e ela pode ser razoavelmente estimada, o passivo deve ser provisionado. Portanto, o que deve ser feito é contabilizar o valor dos gastos futuros de remoção e restauração como parte dos custos das instalações e, como um

passivo ocorrido no momento do desenvolvimento. Entretanto, a maior dificuldade com essa abordagem é estimar as variações no valor dos gastos de desmontagem e recuperação – corrente, futuro ou descontado (BROCK, KLINGSTEDT e JONES, 1990, p. 324; e GALLUN, STEVENSON e NICHOLS, 1993, p. 177).

Segundo Brock, Klingstedt e Jones (1990, p. 324), a maioria das empresas norte-americanas utiliza a abordagem que for mais prática, ou seja, constituem uma provisão para os gastos estimados com a remoção e restauração em cada período, baseadas na produção e com revisões periódicas de suas estimativas.

O exemplo a seguir ilustra a diferença nos dois tratamentos contábeis para os gastos de remoção e restauração. No primeiro método todo o gasto é contabilizado imediatamente como parte dos custos do ativo e um passivo é reconhecido. No segundo método – o mais utilizado entre as empresas norte-americanas, o gasto de remoção e restauração não faz parte do custo do ativo, portanto é reconhecido um passivo somente na porção relativa a produção e conseqüentemente da amortização.

Exemplo: Cia. Petrogás

A Cia. Petrogás construiu uma plataforma marítima em 2001 por \$ 80.000.000, com um valor residual recuperável de \$ 2.000.000. As reservas provadas foram estimadas em 4.500.000 barris de óleo. Foram produzidos no período 45.000 barris de óleo. Nesse período os custos estimados para remoção e restauração foram de \$ 1.500.000. Dois tratamentos podem ser dados a esse caso:

A - Gasto Total de Remoção é Capitalizado e Provisionado

<i>Poços e Equipos e Instalações de Poços</i>	\$ 81.500.000	
<i>Caixa</i>		\$ 80.000.000
<i>Passivo</i>		\$ 1.500.000

Cálculo da amortização do período:

$$\frac{\$ 81.500.000 - \$ 2.000.000}{4.500.000} \times 45.000 \text{ bbls} = \$ 795.000$$

Contabilização da amortização:

<i>Despesas de Amortização</i>	\$ 795.000	
<i>Amortização Acumulada</i>		\$ 795.000

B – Gasto Proporcional de Remoção é Provisionado e Não Capitalizado

<i>Poços e Equipos e Instalações de Poços</i>	\$ 80.000.000	
<i>Caixa</i>		\$ 80.000.000

Cálculo da amortização dos custos capitalizados:

$$\frac{\$80.000.000 - \$ 2.000.000}{4.500.000} \times 45.000 \text{ bbls} = \$ 780.000$$

Cálculo do reconhecimento proporcional do passivo:

$$\frac{\$ 1.500.000}{4.500.000} \times 45.000 \text{ bbls} = \$ 15.000$$

Contabilização da amortização com o reconhecimento proporcional do passivo:

<i>Despesas de Amortização</i>	\$ 795.000	
<i>Amortização Acumulada</i>		\$ 780.000
<i>Passivo</i>		\$ 15.000

Segundo Gallun, Stevenson e Nichols, (1993, p. 179), os gastos estimados de remoção e recuperação ocorrem depois que toda a produção foi completada na propriedade, e portanto, se aplica a toda reserva que se espera produzir na propriedade. Conseqüentemente, tanto as reservas provadas como as reservas provadas desenvolvidas podem ser usadas para se calcular as amortizações desses gastos. Os mesmos autores mencionam ainda uma importante observação sobre o tratamento dado pelas empresas aos gastos com remoção e restauração.

“Na prática, muitas empresas não tem contabilizado esses custos de desmontagem e restauração como passivos, e algumas empresas não levam em consideração no cálculo do valor amortizado, depreciado e exaurido. Os motivos apresentados pela falta de reconhecimento desses custos são a dificuldade de se estimar os custos que poderão ocorrer durante muitos anos no futuro e a difícil estimação de por quanto tempo eles durarão.” (Gallun, Stevenson e Nichols, 1993, p. 179) (tradução livre)

A pesquisa feita por Deakin (1989, p. 37-39), sobre as práticas contábeis nas empresas produtoras de óleo e gás, revelou que 83% das empresas que usavam o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos e 86% das empregavam o método da Capitalização Total, fizeram a provisão e o lançamento como despesas do exercício dos custos de desmontagem e remoção.

Cappel (1990, p. 93-126) examinou os relatórios anuais do ano de 1989 de 27 grandes empresas do setor petrolífero e que apresentavam elevada produção em áreas marítimas (*offshore*). O objetivo da pesquisa era analisar como essas empresas tratavam os custos de remoção e restauração. Das 27 empresas, somente 17 (63%) das empresas evidenciaram de alguma maneira seus custos futuros estimados de remoção e restauração. Das 17 empresas, 4 reportaram os passivos de longo prazo separadamente nos balanços patrimoniais, uma delas fez a provisão do passivo para os custos de desmontagem, mas incluiu-o com outros passivos, uma evidenciou o valor estimado dos custos de desmontagem em notas explicativas, e 11 apresentaram notas explicativas sem evidenciar o valor dos custos estimados.

A diversidade de práticas contábeis aplicadas aos custos de remoção de instalações e a recuperação de áreas, dificultam a comparabilidade da posição financeira e do resultado das operações das empresas do setor petrolífero. Os diferentes momentos do reconhecimento do passivo – na instalação do ativo (total) ou durante a produção (proporcional); as formas de alocação – custo do ativo ou despesa de amortização; as diversas formas de mensuração – valor presente descontado ou valor futuro, dúvidas que assolavam as empresas do setor, foram, definitivamente resolvidas com a emissão em junho de 2001 do SFAS nº 143 – Contabilização das Obrigações por Baixas de Ativos (*Accounting for Asset Retirement Obligations*).

Já em 2001 a Petrobrás, na sua nota explicativa “r” sobre pronunciamentos contábeis recentemente emitidos de seu relatório anual fez menção ao SFAS nº 143:

“O SFAS nº 143 exige que as empresa registrem o justo valor de passivo correspondente a uma obrigação com baixa de um ativo no período em que ela é incorrida, e a contrapartida de aumento no valor do ativo de vida longa a que se refere. Subseqüentemente, o custo da baixa do ativo deve ser lançado em despesas utilizando-se para tanto um método sistemático e racional. O SFAS nº 143 vigorará para os anos fiscais que se iniciem a partir de 15 de junho de 2002.”

4.3.1.3 - SFAS nº 143 - Contabilização das Obrigações por Baixas de Ativos

Pelo SFAS nº 143, os custos de remoção e recuperação são provisionados no passivo no momento em que o ativo associado for instalado, portanto, fazendo parte do custo desse ativo. Uma diferença fundamental do novo tratamento, aplicável a partir do ano fiscal iniciado em 15 junho de 2002, é de que essas obrigações serão contabilizadas pelo seu valor justo (*fair value*), ou seja, o valor futuro dos gastos para se desmontar as instalações e recuperar a área utilizada deve ser descontado ao valor presente pela taxa de juros livre de risco ajustada pelo nível de risco de crédito da empresa.

Interessante observar que na utilização do SFAS nº 19, os custos de remoção e recuperação lançados para despesas, eram de certa forma confrontados com as receitas do período. No início da produção, que geralmente corresponde ao momento em que há maior pressão interna no reservatório, a produção normalmente é maior e, portanto, a alocação dos custos também é mais elevada. Já no final da produção - menor pressão interna do reservatório, a produção é menor e a alocação dos custos de remoção e restauração também é menor. Sob o aspecto da melhor evidenciação, esse tratamento deveria ser invertido, pois o gasto com o desmonte de uma plataforma será realizado, naturalmente, quando não houver mais reservas de óleo e/ou gás economicamente viáveis no reservatório. Portanto, o passivo e o resultado do período deveriam na proximidade desse evento, espelhar a melhor estimativa possível dos gastos com a desmontagem.

Para exemplificar, a seguir um trecho das notas explicativas retiradas do relatório 20-F de 2002 da Petrobrás sobre pronunciamentos contábeis recentes:

“Em agosto de 2001, a Financial Accounting Standards Board (Junta de Normas de Contabilidade Financeira), ou FASB, emitiu a SFAS nº 143 – Contabilização de Obrigações de Baixa de Ativos, que altera de modo significativo o modo de reconhecimento dos custos relacionados à obrigação legal da Companhia de retirar ativos fixos.”

“Adotamos a SFAS nº 143, conforme determinação, em 1º de janeiro de 2003 e o primeiro impacto foi a mudança do método de reconhecimento dos custos do setor de produção. Segundo a SFAS nº 143, o valor justo descontado das obrigações de Baixa de Ativos será contabilizado como passivo quando ocorrer, ou seja, em geral no momento em que os ativos relacionados são instalados. Anteriormente, esses custos eram provisionados de maneira rateada no decorrer da vida útil dos ativos, em conformidade com o SFAS nº 19 – Contabilidade Financeira e Reporte de Empresas Produtoras de Petróleo e Gás.”

“No SFAS nº 19, esses custos eram contabilizados em uma base de contabilidade de unidades produzidas, como o petróleo e gás produzido. O método do SFAS nº 19 equivale a contabilização com as receitas geradas pela produção e faz com que a maioria dos custos seja contabilizada no início da vida do campo, quando a produção está no seu ponto mais alto. Como o SFAS nº 143 exige o acréscimo do passivo como resultado da passagem do tempo, usando um método de alocação de juros efetivos, a maioria dos custos aumentará no fim da vida do campo, quando a produção chega ao seu ponto mais baixo.”

4.3.1.4 - Amortização Quando há Produção Conjunta de Óleo e Gás

A depreciação, amortização e exaustão podem ser calculadas separadamente para cada propriedade individual; alternativamente, as propriedades podem ser agregadas com base na mesma característica estrutural geológica ou condição estratigráfica - um reservatório ou um campo por exemplo.

Nos casos em que o óleo e o gás são extraídos de uma mesma propriedade ou grupo de propriedades, os custos capitalizados devem ser amortizados com base na produção total dos dois minerais. Isso requer que os dois minerais sejam transformados em um denominador comum, ou seja, estimar as unidades equivalentes dos minerais (bep – barril equivalente de petróleo), baseadas no seu conteúdo energético, medido pela Unidade Térmica Britânica (*British Thermal Unit* – BTU)⁴². Entretanto, se somente um mineral é produzido, ou se há a predominância de um dos minerais, a base para se calcular a amortização pode ser o mineral predominante.

⁴² BTU – *British Thermal Unit* – significa uma unidade de medida de energia, corresponde à quantidade de calor necessária para elevar a temperatura de uma libra (0,454 kg) de água de 39,2° F para 40,2° F. Fator de conversão: 1 BTU = 1.055,056 J.; (J) 1 joule = 0,239 cal; 1 BTU = 252 cal (ANP, 2002).

A capacidade de energia (BTUs) do óleo e do gás varia de reservatório para reservatório, e mesmo em um único reservatório ela pode ser diferente para cada um dos minerais. A maioria das empresas do setor usa a aproximação de que um barril de óleo (bbl - barril) contém seis vezes a energia de mil pés cúbicos de gás (ft³ ou pc – pés cúbicos)⁴³ (BROCK, KLINGSTEDT, e JONES, 1990, p. 326; MAGLIOLO, 1986, p. 79). Outras empresas são mais precisas em seus cálculos, mas todas usam a equivalência de energia para equalizar o óleo e o gás.

Para ilustrar esse conceito, assumimos os dados apresentados da Petrogás:

- ✓ Custos não amortizados (final)..... \$ 800.000
- ✓ Amortização acumulada (início)..... \$ 68.000
- ✓ Reservas estimadas de óleo (final)..... 620.000 bbls
- ✓ Reservas estimadas de gás (final)..... 3.180.000 Mft³ (mil pc)
- ✓ Produção de óleo no período..... 30.000 bbls
- ✓ Produção de gás no período..... 120.000 Mft³ (mil pc)

$$\begin{array}{rclcl} \text{Reservas em bep (final)} & = & \text{Óleo} & + & \text{Gás (3.180.000 / 6)} \\ 1.150.000 \text{ bep} & = & 620.000 & + & 530.000 \end{array}$$

$$\begin{array}{rclcl} \text{Produção em bep} & = & \text{Óleo} & + & \text{Gás (120.000 / 6)} \\ 50.000 \text{ bep} & = & 30.000 & + & 20.000 \end{array}$$

Portanto, as reservas estimadas no início do período foram de 1.200.000 bbls (1.150.000 bbls medida no final + 50.000 bbls de produção) e, a amortização do período foi de \$ 30.500.

$$\frac{50.000 \text{ bbls}}{1.200.000 \text{ bbls}} \times (\$ 800.000 - \$ 68.000) = \$ 30.500$$

⁴³ A sigla bbl (barril) é uma unidade de volume onde 1bbl = 0,158987m³ = 5,6145ft³; 1m³ = 6,28981bbls = 35,314475ft³; 1ft³ = 0,028317 m³. A equivalência entre o óleo e o gás é feita por unidades térmicas. Pelo Sistema de Informação de Economia Energética da OLADE – Organização Latino-americana de Energia, 1 bep (barril equivalente de petróleo) = 5.917,15976 ft³ (OLADE, www.olade.org.ec, em 29/01/2004); pelo sistema de conversão de óleo e gás da empresa inglesa British Petroleum – BP, 1 bep = 5.612,08267 ft³ (BP, www.bp.com, em 30/01/2004).

4.3.1.5 - Amortização (Depreciação) de Equipamentos e Instalações de Suporte

As instalações e equipamentos de suporte como depósitos, alojamento, caminhões, escritórios e equipamentos de comunicações, freqüentemente prestam serviços para mais de uma atividade funcional (exploração, aquisição, desenvolvimento e produção), e/ou para mais de uma propriedade ou grupo de propriedades, nesses casos é muito difícil identificar em cada ativo a amortização com base no método de unidades produzidas. Uma solução seria usar o método linear tradicional, usando os quilômetros rodados, no caso de caminhões, para apropriação em cada atividade ou campo de óleo e/ou gás.

No caso em que um ativo de suporte preste serviço para a atividade de desenvolvimento e de produção, quando estiver sendo utilizado para a atividade de desenvolvimento sua amortização (depreciação) e seus custos operacionais serão capitalizados. Já quando estiver sendo utilizado para a atividade de produção, sua amortização (depreciação) e seus custos operacionais serão imediatamente lançados para despesas do período.

4.3.2 - Custo Máximo (Teto) para Capitalização e Desvalorização de Ativos (*Impairment*)

O método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos é mais conservador que o método da Capitalização Total. Basta observar que os gastos que não apresentam relação direta entre os ativos e algum valor identificável, devem ser lançados para despesas; custos relacionados à descoberta de poços secos são um exemplo disso. Provavelmente, esse seja um dos motivos pelo qual o FASB (SFAS nº 19) e a SEC (Reg. SX 4-10) não exigiram a aplicação de um teto para capitalização dos custos relativos às propriedades provadas para as empresas que utilizavam o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos, mesmo porque, até março de 1995 não existia ainda um princípio contábil geralmente aceito nos

Estados Unidos para se reconhecer o declínio do valor de um ativo permanente⁴⁴. Todavia, o regulamento da SEC exigia que as empresas que utilizassem o método da Capitalização Total, aplicassem um teste para se verificar se os ativos ligados às operações de óleo e gás perderam sua capacidade de recuperação de seu valor, ou seja, se o valor registrado do ativo (custos capitalizados menos sua amortização) excede seu valor implícito.

Segundo Brock, Klingstedt e Jones (1990, p. 324), antes do declínio do preço do óleo e gás em 1982, 1983 e 1984, a inexistência de um teste para analisar o declínio do valor recuperável das propriedades provadas das empresas que utilizavam o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE) (FASB, SFAS nº 19), e o teste imposto pela SEC (Reg. SX 4-10) para as empresas que utilizavam o método da Capitalização Total (FC), causou um problema para um número limitado de empresas que capitalizavam seus gastos pelo SE. Entretanto, a redução do preço durante esse período criou um problema potencial para muitas empresas, e a maioria dos auditores passou a insistir na aplicação de um teste para avaliar o declínio do valor dos ativos do setor. Em 1984 a SEC aparentemente tentou impor um teto para capitalização dos custos para as empresas que utilizavam o SE, mas essa decisão foi postergada.

O acentuado declínio do preço do óleo e gás em 1986, resultou num grande problema para as empresas que utilizavam o FC e principalmente para as empresas que utilizavam o SE, pois a exigência informal da SEC para as empresas que utilizavam o SE, na aplicação de um teto de capitalização dos custos causou enormes diferenças na divulgação dos relatórios contábeis das empresas do setor petrolífero. Mas, segundo Brock, Klingstedt e Jones (1990, p.

⁴⁴ Em março de 1995 o FASB emitiu o SFAS nº 121 – Contabilidade para Redução do Valor Recuperável de Ativos Permanentes (*Accounting for the Impairment of Long-Lived Assets and Long-Lived Assets to Be Disposed Of*), substituído em agosto de 2001 pelo SFAS nº 144 – Contabilidade para Redução do Valor Recuperável (*Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets*). Apesar da emissão do SFAS nº 121 ter ocorrido somente em 2001, exigia-se antes dessa data a aplicação do Capítulo 4 do ARB nº 43 para os estoques, ou seja, a redução do valor registrado dos estoques quando este valor fosse superior às suas expectativas de fluxos de caixa futuros. Essa redução era tratada como uma perda na apuração do resultado. Portanto, a prática do conceito de realização poderia ser aplicada a todos os itens do balanço. O conceito de realização poderia ser aplicado às propriedades provadas de óleo e gás e aos poços e equipamentos e instalações. Assim, se as receitas líquidas da venda de óleo e gás fossem menor que os custos capitalizados (teto), teoricamente uma parte dos custos capitalizados deveriam ser baixados.

334), o maior problema envolvendo a aplicação do teste para as propriedades provadas foi a forma de mensuração do valor usado como teto. Vários métodos eram usados para encontrar tal valor⁴⁵.

- a) valor justo de mercado;
- b) fluxo de caixa futuro (não descontado);
- c) fluxo de caixa descontado.

Já que várias formas de mensuração do teto capitalizável eram aplicadas, muitas questões surgiram no momento do cálculo.

Na utilização do fluxo de caixa futuro:

- a) Usar os preços presentes ou preços futuros esperados para as entradas de caixa?
- b) Usar custos presentes ou custos futuros esperados para as saídas de caixa?
- c) Que tipo de reservas deve-se usar, provadas desenvolvidas, provadas totais ou reservas prováveis?

Na utilização do fluxo de caixa descontado:

- a) Qual taxa de desconto utilizar?
- b) Todas as empresas deveriam usar a mesma taxa de desconto?
- c) O teto de capitalização deveria ser aplicado em propriedade por propriedade, campo por campo, país por país, ou baseado no custo total, ou valor total das propriedades da empresa?

Geralmente é esperado que entre 80% a 90% das áreas não provadas adquiridas por um operador serão devolvidas ou abandonadas sem produção (BROCK, KLINGSTEDT e JONES, 1990, p. 147). De forma mais específica, a probabilidade de sucesso nas atividades de exploração e produção de óleo e gás varia muito.

⁴⁵ Importante observar que a SEC não fazia uma exigência formal para aplicação de um teto para capitalização dos custos de empresas que usavam o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE), mas havia uma exigência informal da aplicação desse teto. Aparentemente essa recomendação estava relacionada às propriedades provadas, que não deveriam apresentar um valor registrado na contabilidade, superior ao valor do fluxo de caixa futuro não descontado, derivado da produção de reservas provadas e baseados no preço corrente e no nível de custos aplicados na empresa.

A alta possibilidade de não se encontrar óleo e gás em áreas adquiridas ou arrendadas, faz com que a necessidade de verificação e a avaliação da perda da capacidade de recuperação seja feita periodicamente para que a contabilidade reflita o melhor conjunto de informações para o mercado.

4.3.3 - Propriedades Não Provadas

O parágrafo 28 do SFAS nº 19 e o Regulamento SX 4-10 (c), determinam que uma propriedade não provada deve ser periodicamente avaliada para determinar a redução de seu valor recuperável (*impairment*) (ver ilustração 4.1).

A existência de um poço seco ou de informações negativas dos testes de geologia e geofísica, normalmente indicam que uma determinada propriedade pode estar com seu valor recuperável em declínio. Já que o SFAS nº 19 não indicou como seria a forma para se apurar a desvalorização dos ativos empregados na atividade de óleo e gás, por isso foram criadas diferentes maneiras de se fazer essa análise.

Através do Regulamento SX 4-10 (4) a SEC determinou, apenas para as empresas que utilizavam o método da Capitalização Total, como avaliar e apurar o declínio do valor recuperável dos ativos.

Ao verificar a possível queda no valor recuperável (*impairment*) de uma determinada propriedade, é necessário que se determine o grau de significância que esta propriedade exerce sobre o conjunto de propriedades. Na prática, muitas empresas consideram que uma propriedade é relativamente significativa quando seus custos excedem entre 10% a 20% dos gastos capitalizados de todas as propriedades (GALLUN, STEVENSON e NICHOLS, 1993, p. 96). Se os custos de aquisição de uma propriedade forem considerados significantes, ela deve ser avaliada individualmente para se determinar seu valor recuperável e, conseqüentemente, sua perda de valor.

Sob as regras da SEC para o método da Capitalização Total, uma propriedade é considerada relevante se seus custos excederem a 10% dos custos capitalizados líquidos do centro de custos (um país, Reg. SX 4-10 (iii) (B)). Mas, segundo Brock, Klingstedt e Jones (1990, p. 148) a maioria das grandes empresas do setor estabelecia uma quantia mínima de dólares para caracterizar uma propriedade não provada como significativa. Dez milhões de dólares seria o valor mínimo; mas como resultado, eram raras as propriedades não provadas que eram avaliadas individualmente. Já nas pequenas empresas independentes, os critérios eram menos rígidos para se determinar a relevância de uma propriedade não provada.

Na contabilidade financeira tradicional, a determinação da perda de valor recuperável é determinada pela comparação do custo registrado na contabilidade e seu valor de mercado ou um valor realizável líquido. Mas segundo Gallun, Stevenson e Nichols (1993, p. 96) para a avaliação das propriedades não provadas na indústria petrolífera, apenas algumas empresas usam o valor de mercado para se determinar o valor do *impairment*. No lugar dessa variável usam como referência os poços secos perfurados, os planos de perfuração e a proximidade do esvaziamento do reservatório, para se determinar a queda do valor recuperável de cada propriedade considerada significativa.

Todas as propriedades individualmente consideradas não relevantes em cada empresa, podem ser amortizadas quando se juntam em um grupo de propriedades, onde o grupo passa a ser amortizado separadamente por: a) área geográfica (país, estado); b) característica geológica; c) mar ou terra; ou d) ano de aquisição.

Na prática as empresa calculam o valor do declínio na recuperação de suas propriedades não provadas (*impairment*) de forma similar ao que é feito com créditos “podres” (devedores duvidosos). O percentual usado para se calcular o declínio no valor de recuperação, normalmente é baseado na experiência histórica da empresa na exploração de poços (ou campos), por exemplo, como foi apresentado nas duas ilustrações anteriores.

Evidentemente que se algumas propriedades consideradas irrelevantes forem agrupadas, por exemplo, por estados da federação, para serem avaliadas quanto as suas recuperações, a taxa de insucesso usada para se calcular o *impairment* deverá ser aquela verificada em cada estado.

4.3.4 - Propriedades Provadas

Normalmente, antes de ser classificada como uma propriedade provada, as propriedades são consideradas não provadas. Após a identificação de que esta propriedade reúne as condições necessárias que provem sua viabilidade econômica, ela é denominada uma propriedade provada. Na verdade, além de se verificar a quantidade física do mineral é necessário verificar as condições operacionais (dificuldade de extração), comerciais (preço do mineral no mercado), financeiras (taxa de juros) e, governamentais (imposições legais). Portanto, ao ser considerada uma propriedade provada ela já foi, de certa forma, avaliada para se verificar seu potencial de recuperação de seu valor, além do que, pelo método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos, somente os custos relacionados às explorações bem sucedidas são capitalizados.

Com a emissão do SFAS nº 144 - *Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets*, o FASB objetivou manter os registros dos custos capitalizados das propriedades provadas um valor igual ou inferior ao seu valor recuperável, pois devido a enorme incerteza que cerca a atividade, ele pode sofrer um declínio em função, por exemplo, da queda do preço do mineral no mercado, da constatação da qualidade do óleo e, da perda de pressão interna no reservatório

Até a emissão do SFAS nº 121 – *Accounting for the Impairment of Long-Lived Assets and for Long-Lived Assets to be Disposed of*, em 1995, não se previa a redução do valor contábil das propriedades provadas em função de um declínio de seu valor recuperável.

Devido à existência de duas formas de se contabilizar o *impairment* em segmentos de negócios (ramos de atividade) em operações descontinuadas, o FASB decidiu em 2001, emitir o SFAS nº 144 para unificar este tratamento. O SFAS nº 144 também se aplica aos ativos relacionados à atividade de exploração e produção de óleo e/ou gás.

O SFAS nº 144 estabelece critérios para orientar a apuração e contabilização da perda do valor recuperável das propriedades provadas de óleo e/ou gás (ver ilustração 4.1). Anualmente as empresas passaram a verificar se o valor contábil (custos capitalizado) das suas reservas provadas de óleo e/ou gás não excederam o seu valor justo (*fair value*), ou seja, o *impairment* deve ser reconhecido sempre que se verificar que a soma dos custos capitalizados de uma (ou grupo) de propriedade (s) provada (s) excede a sua expectativa de fluxo de caixa não descontado.

Quando uma empresa que utiliza o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos verificar a ocorrência do *impairment*, o montante desvalorizado deve ser registrado em uma conta de “Provisão de Desvalorização”, com a contrapartida no resultado do exercício em que for identificada esta queda na recuperação.

A ocorrência de condições que garantam a volta da recuperabilidade sobre o seu valor anteriormente capitalizado, não pode ser considerada para elevar o valor contábil das propriedades provadas, ou seja, não é permitida a reversão das desvalorizações feitas anteriormente (par. 15 do SFAS nº 144).

4.4 - Método da Capitalização Total

Pelo método da Capitalização Total (FC), todos os custos ligados às atividades de aquisição, exploração e desenvolvimento são essencialmente necessários para exploração e produção de óleo e/ou gás. Mas nem todos os custos incorridos, porém, estão ligados diretamente ao desenvolvimento de reservas. Entretanto, a empresa que utiliza o FC acredita

que todos os esforços (gastos) feitos para encontrar o mineral, são essenciais para que a empreitada seja um sucesso, mesmo que não se encontre o óleo e/ou gás; encontrar poços estéreis são essenciais para reduzir as incertezas para as próximas perfurações, mesmo que isso ocorra dentro de um mesmo campo ou país.

4.4.1 - Centros de Custos

As regras da SEC determinam que os centros de custos deverão ser estabelecidos com base em países, que por uma interpretação mais rígida da regra estão afastando as empresas de combinar ou agrupar os países em áreas geográficas (BROCK, KLINGSTEDT e JONES, 1990, p. 78).

Como todos os custos são capitalizados nos seus devidos centros de custos – países ou áreas geográficas, os ativos perdem bastante de sua identidade e basicamente somente uma conta para cada centro de custo é necessária para contabilizar as atividades pelo método da Capitalização Total. Diferentemente do que ocorre com o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos, em que há uma certa liberdade para definir a base para os centros de custos, que normalmente estão associados a uma determinada característica operacional, neste caso os campos petrolíferos. Entretanto, devido ao gerenciamento interno, aos impostos e às exigências regulatórias, os registros detalhados são similares aos utilizados pelo método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos.

Na verdade a adoção de critérios rígidos para capitalização e divulgação de informações das empresas petrolíferas, de certa forma está na “contra-mão” da política de pronunciamentos do FASB ou mesmo do *International Accounting and Standards Board* (IASB)⁴⁶. A capitalização de custos por centros de custos, países no caso do FC, pode e deveria ser feita como forma de melhorar as informações, ou de diminuir a distância que

⁴⁶ Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade.

separa a contabilidade gerencial da contabilidade financeira. Esse foi, por exemplo, o propósito do FASB ao emitir o SFAS nº 131- Evidenciação sobre os Segmentos de uma Empresa e Informações Relacionadas⁴⁷. Entretanto, as diferenças no tratamento dos métodos não são procedimentos necessários e muito menos obrigatórios para o controle interno das operações das empresas do setor petrolífero.

4.4.2 - Custos Capitalizados

O Regulamento SX 4-10 (i)(2) especifica que todos os custos associados à aquisição de propriedades, exploração, e atividades de desenvolvimento deverão ser capitalizados apropriadamente em um centro de custo. Portanto, sob a regra da SEC para o método da Capitalização Total, devem ser capitalizados:

- ✓ todos os gastos de geologia e geofísica;
- ✓ os gastos de manutenção da área;
- ✓ os gastos de poços exploratórios (secos e bem sucedidos);
- ✓ os gastos de testes estratigráficos em poços;
- ✓ os custos de aquisição de propriedades;
- ✓ os gastos de desenvolvimento;
- ✓ os gastos de recuperação e abandono de propriedades.

4.4.3 - Depreciação, Amortização e Exaustão

Todos os gastos capitalizados nos centros de custos são, com certas exceções, amortizados com base nas reservas provadas usando o método das unidades produzidas. A fórmula para se calcular a amortização usando as unidades de produzidas é a mesma usada para amortização pelo método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos.

⁴⁷ A essência do SFAS nº 131 é a de que o número de segmentos depende da forma como são estruturadas internamente as áreas em que se tomam decisões operacionais e em que é acompanhada a performance da empresa. A idéia é que a evidenciação das informações requeridas para fins externos se aproxime daquelas que são utilizadas internamente.

$$\frac{\text{Custos Não Amortizados no Final do Período}}{\text{Reservas no Início do Período}} \times \text{Produção do Período}$$

Os custos a serem amortizados incluem a soma de três tipos de gastos:

- ✓ Gastos capitalizados líquidos das amortizações acumuladas, dos principais projetos de desenvolvimento em andamento que exijam gastos futuros significativos e, dos custos de aquisição e exploratórios de propriedades não provadas.
- ✓ Estimativa dos gastos futuros de desenvolvimento, aplicados às reservas provadas não desenvolvidas.
- ✓ Estimativa dos gastos de desmontagem e abandono de propriedades provadas, líquida do valor residual.

A exclusão de certos gastos para se calcular a amortização é necessária para a identificação dos custos de insucesso, como poços secos e o *impairment* ou abandono de propriedades não provadas.

As propriedades não provadas e seus custos exploratórios são excluídos da base para amortização por serem periodicamente avaliados quanto às suas perdas de capacidade de recuperação (*impairment*). Caso ocorra a figura do *impairment*, o valor deste deve ser incluído na base para amortização.

Devido às regras do método da Capitalização Total permitirem a exclusão de certos gastos da sua base de amortização, todos os gastos que não estão ligados à perfuração estão associados, quando incorridos, a propriedades não provadas específicas e, devem ser debitados nas contas dessas propriedades. Os gastos de perfuração devem ser inicialmente lançados para “Poços em Processo (andamento / construção)” e, se for verificada a presença de reservas provadas, eles devem ser transferidos para “Poços e Equipamentos e Instalações”.

Caso não se constate a presença dessas reservas, os custos de poços em processo serão transferidos para a conta de “Exploração de Poços Secos”.

4.4.3.1 - Amortização Quando há Produção Conjunta de Óleo e Gás

Quando há produção conjunta de óleo e gás, os minerais devem, da mesma forma que o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos, ser convertidos em unidades relativas de energia (BTU). Entretanto, se os preços do óleo e do gás forem muito desproporcionais em relação aos seus conteúdos energéticos, o método de amortização pelas unidades de produção pode resultar em cálculos inapropriados dos custos de produção e as suas receitas associadas. Quando isso ocorre, o método das unidades de receita é mais apropriado para se apurar a amortização. Entretanto, o método das unidades de receita não é permitido para as empresas que usam o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos, nestes casos o método prevê a base de cálculo pelo mineral dominante

A fórmula para se calcular a amortização usando as unidades de receita é apresentada a seguir:

$$\frac{\text{Custos Não Amortizados no Final do Período}}{\text{Reservas no Início do Período Avaliadas pelo Preço do Final do Ano}} \times \text{Produção do Período Avaliada pelo Preço de Venda Atual}$$

O exemplo a seguir ilustra as fórmulas de cálculo da amortização usando as unidades produzidas e as unidades de receita.

Assumimos os dados apresentados pela nossa empresa hipotética – Petrogás, em 31/12/2002:

- ✓ Custos a serem amortizados..... \$ 732.000
- ✓ Reservas estimadas de óleo (final)..... 620.000 bbls
- ✓ Reservas estimadas de gás (final)..... 3.180.000 Mft³ (mil pc)
- ✓ Produção de óleo no período..... 30.000 bbls

- ✓ Produção de gás no período.....120.000 Mft³ (mil pc)
- ✓ Preço de venda do óleo (final).....\$ 20 bbl
- ✓ Preço de venda do gás (final).....\$ 20,20 Mft³ (mil pc)
- ✓ Preço do óleo no ano.....\$ 22,00 bbl
- ✓ Preço do gás no ano.....\$ 2,00 Mft³ (mil pc)

Método das Unidades Produzidas

$$\begin{array}{rclcl} \text{Reservas em bep (final)} & = & \text{Óleo} & + & \text{Gás (3.180.000 / 6)} \\ 1.150.000 \text{ bbls} & = & 620.000 & + & 530.000 \end{array}$$

$$\begin{array}{rclcl} \text{Produção em bep} & = & \text{Óleo} & + & \text{Gás (120.000 / 6)} \\ 50.000 \text{ bbls} & = & 30.000 & + & 20.000 \end{array}$$

Portanto, as reservas estimas do início do período foram de 1.200.000 bbls (1.150.000 bbls medida no final + 50.000bbls de produção) e, a amortização do período pelo método das unidades produzidas foi de \$ 30.500.

$$\frac{50.000 \text{ bbls}}{1.200.000 \text{ bbls}} \times \$ 732.000 = \$ 30.500$$

Método das Unidades de Receitas

$$\begin{array}{rclcl} \text{Reservas em \$ (final)} & = & \text{Óleo} & + & \text{Gás} \\ \$ 19.396.000 & = & 620.000 \times \$20,00 & + & 3.180.000 \times \$2,20 \end{array}$$

$$\begin{array}{rclcl} \text{Produção em \$} & = & \text{Óleo} & + & \text{Gás} \\ \$900.000 & = & 30.000 \times 22,00 & + & 120.000 \times \$2,00 \end{array}$$

Portanto, o valor das reservas estimas do início do período foi de \$20.296.000 (\$19.936.000 medida no final + \$ 900.000 de produção) e, a amortização do período pelo método das unidades produzidas foi de \$ 32.460.

$$\frac{\$900.000}{\$ 19.396.000 + \$900.000} \times \$ 732.000 = \$ 32.460$$

4.4.4 - Custo Máximo (Teto) para Capitalização e Desvalorização de Ativos (*Impairment*)

O regulamento que trata do custo máximo capitalizado e da desvalorização dos ativos por *impairment* está contido no Regulamento SX 4-10 da SEC.

4.4.4.1 - Propriedades Provadas

Um dos principais argumentos usados pelos críticos ao método da Capitalização Total é que a capitalização dos custos de perfuração de poços secos, de atrasos na perfuração e de devolução de áreas, criam o perigo dos gastos capitalizados e não amortizados excederem ao valor dos ativos de óleo e gás em cada centro de custo. Devido a essa possibilidade a SEC estabeleceu um teto para capitalização dos gastos para cada centro de custo (país).

Além do *impairment*, os gastos capitalizados sofrem influência do valor máximo (teto - *ceiling*) para capitalização. Segundo Gallun, Stevenson e Nichols (1993, p. 236) os gastos acumulados em cada centro de custo (país), menos a amortização acumulada e o imposto de renda relacionado, não devem exceder ao teto de capitalização, definido pelo cálculos a seguir:

- a) valor presente, descontado pela taxa de 10%, das receitas líquidas futuras provenientes de reservas provadas.
- b) (+) o custo das propriedades que ainda não iniciaram a sua amortização, ou sejam, propriedades não provadas e custos dos principais projetos em andamento em que as reservas não foram determinadas.
- c) (+) a redução dos custos ou do *fair value* estimado das propriedades não provadas.
- d) (-) o imposto de renda gerado na soma de (a), (b) e (c).

A aplicação do teste de teto (*ceiling test*) deve ser feita trimestralmente para se verificar se os custos capitalizados não excederam os valores dos ativos de cada centro de

custo. A SEC determina também que qualquer excesso verificado nesta relação, deverá ser lançado para despesas, em contrapartida da conta que representa os custos capitalizados, e evidenciado separadamente no período em que ocorrer.

<i>(D) Perda (redução do valor) nos Custos Capitalizados em Propriedades Minerais (resultado)</i>	\$
<i>(C) Compensação pela Redução de Ativos de Óleo e Gás - Brasil (ativo)</i>	\$

4.4.4.2 - Propriedades Não Provadas

Similarmente ao *impairment* verificado no método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos, as propriedades em que os custos são individualmente significantes devem ser avaliadas, anualmente, de forma separada para se verificar a ocorrência de qualquer perda no seu valor de recuperação, enquanto aquelas propriedades em que seus custos não são individualmente relevantes, devem ser avaliadas em grupos. A SEC sugere que uma propriedade deve ser considerada como relevante se seus custos excederem a 10% dos custos capitalizados líquidos do centro de custo.

Diferentemente do tratamento dado ao método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos, o *impairment* verificado pelo método da Capitalização Total não deve ser lançado para o resultado diretamente, pois deve ser transferido para a base amortizável, que continua sendo capitalizada, assim, o *impairment* passa a ser lançado para o resultado somente no momento da amortização. Portanto, o valor da perda verificada não deve ser lançado para o resultado, mas sim transferido para uma conta no ativo que reúna os custos a serem amortizados (base amortizável), por exemplo, para a conta do ativo: “Custos não Relacionados a Produção – *Impairment* Capitalizado” (GALLUN, STEVENSON e NICHOLS, 1993, p. 59).

4.5 - Receita de Vendas no Setor Petrolífero

Segundo Brock, Klingstedt e Jones (1990, p. 256) um dos mais importantes passos na contabilização das receitas é determinar o volume e a qualidade do óleo, do condensado e do gás essencialmente produzido e vendido. As atividades de leitura, teste e medição física são realizadas pelo pessoal de campo. Entretanto, as receitas são de responsabilidade do contador (contabilidade), que deve conhecer, entender e periodicamente rever os procedimentos usados para se medir o volume e a qualidade do óleo e do gás.

O Instituto Americano de Petróleo (*American Petroleum Institute - API*) é um dos responsáveis pela emissão de várias especificações e padrões relativos à produção e mensuração de óleo e de gás.

Poucos reservatórios produzem somente óleo ou gás, por isso usualmente é necessário remover o gás dos líquidos (óleo cru) ou remover os líquidos (condensados) do gás. Mas, a separação dos dois minerais não é uma questão apenas de técnica (impurezas e pressão interna) é também uma questão comercial.

4.5.1 - Mensuração do Óleo

As informações para determinação das receitas envolvem não somente os dados sobre as quantidades de óleo em cada propriedade, mas também a classificação do óleo para propósito de precificação e divulgação e controle do valor do campo e de cada propriedade

A unidade normalmente utilizada de mensuração do óleo cru é um barril de 42 galões na temperatura de 60° *Fahrenheit*. Mas para se medir o valor do óleo é necessário antes conhecer sua qualidade. O grau API (°API)⁴⁸ do óleo, ajustado para 60° F, é o fator determinante para se avaliar o valor do óleo, pois o preço por barril de óleo varia, entre outras

⁴⁸ Segundo a ANP (2001, p. 121) o API consiste numa escala idealizada pelo Instituto Americano de Petróleo (*American Petroleum Institute - API*), utilizada para medir a densidade relativa de líquidos. A escala API varia inversamente com a densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. Por exemplo, um óleo com grau específico de 0,90 tem um grau API de 25,72, enquanto um óleo com grau específico de 0,80 tem um grau API de 45,38.

coisas, em função dos graus APIs.

Por exemplo, o preço pode variar em função da área geográfica de produção e entrega. O petróleo com grau API entre 38° e 40° e aproximadamente 0,3% de enxofre, cuja cotação diária no mercado a vista (spot) reflete o preço dos barris entregues em Cushing, Oklahoma, nos Estados Unidos da América; internacionalmente é usado como uma referência de preço do petróleo e é conhecido como *West Texas Intermediate* (WTI). Já o Petróleo Brent é uma mistura de óleos produzidos no Mar do Norte, oriundos dos sistemas petrolíferos *Brent* e *Ninian*, com grau API de 39,4° e teor de enxofre de 0,34%. O sistema *Brent* consiste numa cotação diária que reflete o preço das cargas físicas do petróleo *Brent* no terminal de Sullom Voe, na Grã-Bretanha (ANP, 2001).

A receita bruta da venda de óleo é determinada pela multiplicação da quantidade de óleo entregue e o preço do óleo, que é em parte dependente da qualidade do óleo, ou seja, dos graus APIs.

4.5.2 - Mensuração do Gás

Os procedimentos básicos envolvendo a contabilidade para a produção e venda de gás natural são essencialmente os mesmos daqueles aplicados à contabilidade para a produção e venda de óleo. Entretanto, devido à existência de contratos específicos entre os produtores e os compradores do gás, e pelo fato de que o esse mineral não é estocado antes da venda, a sua mensuração é mais complexa que a do óleo.

A receita bruta da venda de gás é determinada pela multiplicação da quantidade de pés cúbicos (ou metros cúbicos) vendidos e o preço contratado com o comprador.

4.5.3 - Momento do Reconhecimento da Receita

Teoricamente, a receita das vendas de óleo e/ou do gás deveria ser reconhecida quando

a venda é realizada, ao invés, de quando o óleo e/ou o gás são produzidos. Normalmente, isso se passa quando o controle físico do óleo e/ou do gás é transferido para a outra parte na negociação, ou seja, a receita deveria ser reconhecida no momento da entrega do produto – oleodutos, caminhões tanques.

4.5.3.1 - Óleo

Segundo Gallun, Stevenson e Nichols (1993, p. 312), na prática a receita das vendas de óleo é tipicamente reconhecida quando o óleo é produzido ou quando o óleo é vendido. Quando a receita é reconhecida no momento da venda, a receita reconhecida é baseada na entrega por oleodutos ou caminhões tanques.

Caso as empresas reconheçam as receitas de óleo quando o óleo é produzido, a receita deve ser determinada pela multiplicação do número de barris produzidos e o preço determinado no campo. O inventário também deve ser reconhecido e levado para o ativo na conta de “Estoques”.

Normalmente, as empresas têm reconhecido a receita no momento da venda, desconsiderando o inventário armazenado na propriedade (campo, reservatório, poço); portanto, não deve ser feito o registro no momento da produção.

4.5.3.2 - Gás

Desde que usualmente o gás não pode ser estocado na propriedade e não pode ser processado, ele geralmente não é produzido, a menos que haja um comprador para a produção. Tradicionalmente o gás não processado é comercializado em contratos de longo prazo para entrega futura. Portanto, o reconhecimento das vendas é feito essencialmente com a produção, baseada no escoamento pelos gasodutos.

4.6 – Fundamentação Teórica da Contabilidade no Setor Petrolífero

A dificuldade e a incerteza em se descobrir petróleo em uma determinada área é a maior influenciadora da existência desses dois métodos de contabilidade para o setor petrolífero.

Especificamente, o tratamento dado as quatro categorias de gastos na atividade produção de óleo e gás, aquisição de propriedade, exploração, desenvolvimento e produção, são diferentes para cada um dos dois métodos de contabilização utilizados pelas indústrias petrolíferas. Os gastos na aquisição de propriedades são capitalizados pelo SE e pelo FC. Gastos de exploração são capitalizados pelo SE somente com o sucesso da exploração, e capitalizados pelo FC em qualquer circunstância. Os gastos de desenvolvimento são capitalizados pelos dois métodos. Em ambos os métodos os custos de produção são lançados para despesas. A ilustração 4.2 apresenta de forma resumida e comparada o tratamento contábil dos gastos sob o SE e o FC.

Item	SE	FC
Gastos de Geologia e Geofísica – G&G	Despesas	Capitalizar
Custos de Aquisição de Propriedades	Capitalizar	Capitalizar
Exploração de Poço Estéril (seco, esgotado)	Despesas	Capitalizar
Exploração de Poço – Sucesso	Capitalizar	Capitalizar
Desenvolvimento de Poço Estéril (seco, esgotado)	Capitalizar	Capitalizar
Desenvolvimento de Poço – Sucesso	Capitalizar	Capitalizar
Custos de Produção	Despesas	Despesas
Centros de Custos para Amortização	Propriedade, Campo ou Reservatório	País

Fonte: Gallun, Stevenson e Nichols (1993, 37) – adaptada.

ILUSTRAÇÃO 4.2 - COMPARAÇÃO ENTRE O SE E O FC

O mais interessante e intrigante é a capitalização prevista pelo SE dos gastos de desenvolvimento de poços secos, justifica-se sua capitalização pois se refere às atividades necessárias para se construir um sistema de produção de poços e, portanto, estão associados às reservas provadas de óleo e gás, ou seja, há uma relação direta com os benefícios futuros que podem ser gerados.

Uma outra diferença entre métodos SE e FC, citada por Gallun, Stevenson e Nichols (1993, p. 37), está no tamanho do centro de custo onde os gastos serão acumulados e amortizados. Para o SE, o centro de custo deve ser um contrato, um campo ou um reservatório. Já pelo FC, o centro de custo é um país. Conseqüentemente, a qualificação e o tamanho do centro de custo implicará no valor da depreciação, exaustão e amortização.

A divergência na contabilização dos gastos incorridos pelo método da Capitalização Total (FC) ou pelo método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE) causa um impacto substancial nas demonstrações de resultados das empresas do setor petrolífero. Uma empresa que usa o SE e possui um grande programa de exploração de áreas, com uma taxa normal de sucesso nas perfurações, apresenta um valor significativo de despesas, devido a exploração de poços secos ou estéreis encontrados. Por outro lado, uma empresa que utiliza o FC pode capitalizar todos os gastos de exploração de poços secos ou estéreis, e entretanto, esses custos não afetam o resultado líquido, exceto através da amortização.

Um exemplo simples da diferença entre os métodos contábeis para as atividades de exploração e produção de óleo e gás é apresentado a seguir.

A empresa fictícia PETROGÁS – Óleo e Gás S/A iniciou suas atividades em julho de 2000, com o arremate durante a 2ª rodada de licitações promovida pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), do bloco terrestre BT-POT-3, localizado na bacia sedimentar do Rio Grande do Norte (Potiguar), pelo valor de \$1.000.000. No primeiro ano os gastos incorridos e as receitas ganhas foram as seguintes:

Gastos Incorridos e Receita			
Gastos de geologia e geofísica	\$ 600.000		
Gastos de aquisição	\$ 1.000.000		
Exploração de poços secos	\$ 24.000.000		
Exploração de poços - sucesso	\$ 8.000.000		
Gastos de desenvolvimento	\$ 4.000.000		
Custos de produção	\$ 500.000		
Deprec / amortiz / exaustão	\$ 800.000	SE	1.800.000 FC
Receitas	\$ 2.000.000		

IIUSTRAÇÃO 4.3 – RECEITA E GASTOS INCORRIDOS NA PETROGÁS

Demonstração do Resultado		
	SE	FC
Receitas	2.000.000	2.000.000
Despesas:		
Custos de geologia e geofísica	(600.000)	
Exploração de poços secos	(24.000.000)	
Custos de produção	(500.000)	(500.000)
Deprec / amotiz / exaustão	(800.000)	(1.800.000)
Resultado Líquido	(23.900.000)	(300.000)

ILUSTRAÇÃO 4.4 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DA PETROGÁS

Ativos		
	SE	FC
Gastos de aquisição de área	1.000.000	1.000.000
Gastos de geologia e geofísica		600.000
Exploração de poços secos		24.000.000
Exploração de poços - sucesso	8.000.000	8.000.000
Gastos de desenvolvimento	4.000.000	4.000.000
Total dos ativos	13.000.000	37.600.000
Deprec / amotiz / exaustão	(800.000)	(1.800.000)
Ativos Líquidos	12.200.000	35.800.000

ILUSTRAÇÃO 4.5 – COMPOSIÇÃO DO ATIVO DA PETROGÁS

No exemplo apresentado da Petrogás, existe uma diferença no prejuízo apurado em cada um dos métodos: \$23.900.000 pelo método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos e \$300.000 pelo método da Capitalização Total. A diferença entre esses resultados, \$23.600.000, ocorreu devido aos diferentes tratamentos dado aos gastos de geologia, aos gastos de exploração em poços estéreis e à amortização (ilustração 4.5), como segue:

- ✓ \$600.000 – gastos de geologia
- ✓ \$24.000.000 – exploração de poços estéreis
- ✓ (\$1.000.000) - amortização

Os dois primeiros itens se referem ao lançamento como despesas, pelo SE, dos gastos não associados às explorações bem sucedidas. A diferença na amortização ocorreu devido à capitalização dos dois primeiros gastos (gastos de exploração) pelo FC (ilustração 4.5).

Pelo método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos, defendido pelo FASB e adotado pela SEC no Regulamento SX 4-10, todos os gastos de exploração, exceto aqueles

gastos aplicáveis aos poços exploratórios que resultarem na localização de reservas provadas, devem ser lançados como despesas no ano fiscal que incorrerem. Já sob o método da Capitalização Total, todos esses gastos são capitalizados como parte dos ativos de óleo e gás.

Segundo Gallun, Stevenson e Nichols (1993, p. 40), há um aspecto que pode influenciar os resultados apresentados por empresas que usam o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos, a ordem em que a perfuração encontra poços estéreis ou poços não estéreis (economicamente inviáveis).

Para exemplificar, supondo que a empresa Petrogás use o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos e perfure cinco poços numa determinada área: poços A, B, C, D e E. Se os três primeiros poços perfurados, A, B e C, forem considerados como poços viáveis (não estéreis ou bem sucedidos), eles servirão para delimitar o reservatório, enquanto os poços estéreis (mal sucedidos), D e E, serão classificados como poços de desenvolvimentos. Nesse caso, para a Petrogás não haveria despesas de poços estéreis na Demonstração do Resultado relativos aos cinco poços perfurados. Se, entretanto, os poços estéreis D e E forem os primeiros a serem perfurados, eles deverão ser classificados como poços exploratórios e lançados como “Despesas de Exploração de Poços Secos (estéreis)”, já que não estão associados a uma reserva provada. Nesse caso os poços A, B e C também seriam classificados como exploratórios, mas seriam capitalizados por constituírem uma reserva provada. Portanto, na situação descrita, a mudança da ordem em que os poços são perfurados podem causar diferentes resultados, o que não ocorre quando o método da Capitalização Total é empregado.

Pelo Regulamento SX 4-10 da SEC, os gastos com a perfuração de poços exploratórios das empresas que usam o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos, incluindo aqueles gastos relacionados aos testes estratigráficos do tipo exploratório, devem ser inicialmente capitalizados como despesas diferidas (Obras em

Andamento – Poços Exploratórios) até que o resultado do poço seja conhecido e então, os custos classificados definitivamente como despesa ou ativo.

Portanto, independente da determinação de que um poço se constituirá ou não uma reserva provada, todos os gastos de perfuração de poços exploratórios devem ser capitalizados e classificados como “Instalações e Equipamentos de Poços não Completados”. A disposição aos poços exploratórios dos seus gastos relacionados usualmente é feita logo em seguida à completação⁴⁹, e se o poço for uma reserva provada, os gastos são capitalizados e reclassificados como “Instalações e Equipamentos de Poços”. Não representado uma reserva provada, os gastos inicialmente capitalizados na perfuração do poço são reclassificados como despesas (WILLIAMS, 1997, P. 60.17).

A contabilidade financeira e os relatórios das indústrias do setor petrolífero norte-americano há muito tempo vêm sendo pesquisados, e várias normas foram emitidas para solucionar os problemas de divulgação e controle das informações. No final da década de 70, Ijiri (1979; apud WOLK, FRANCIS, TEARNEY, 1984, p. 454) publicou um trabalho que procurou explicar o estado da contabilidade para o setor petrolífero, neste exaltava uma das maiores controvérsias nas práticas de contabilidade.

“... nunca na história da contabilidade a faculdade pela escolha de um método atraiu maior atenção que a controvérsia envolvendo os métodos da capitalização total e de capitalização pelos esforços bem sucedidos.” (tradução livre)

No mercado norte-americano e em alguns importantes países - Canadá e Reino Unido, tanto o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE) quanto o método da Capitalização Total (FC) são geralmente aceitos para se contabilizar os quatro grupos de gastos: aquisição, exploração, desenvolvimento e produção.

A diferença fundamental entre os dois métodos está em capitalizar ou alocar como despesas os gastos incorridos. Se capitalizados, os gastos poderão ser transferidos para

⁴⁹ Completação é a denominação dada ao conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo e/ou gás.

despesas na expiração (abandono) da exploração da área (somente no SE), na perda de valor da reserva – *impairment* (somente no SE), ou na produção através da exaustão (no SE e também no FC). Se lançados como despesas incorridas, os gastos reduzirão as receitas para formar o resultado do período. Em outras palavras, a grande diferença entre os dois métodos está no espaço de tempo entre a ocorrência dos gastos e a sua alocação para despesas ou perdas.

Para o método da Capitalização Total (FC) todos os gastos incorridos na procura por campos que possuam reservas provadas de óleo e/ou gás são capitalizados, mesmo para pesquisas mal sucedidas, a diferença entre os dois métodos está na capitalização pelo FC ou no lançamento como despesas pelo SE dos gastos nestas pesquisas mal sucedidas.

O custo histórico é o preço agregado pago pela empresa para adquirir a propriedade e o uso de um ativo, incluindo todos os pagamentos necessários para colocar o ativo no local e nas condições que permitam prestar serviços na produção ou em outras atividades da empresa (HENDRIKSEN e VAN BREDA, 1999).

Para Sprouse e Moonitz (1962) os ativos representam benefícios futuros esperados. Assim, os gastos que não estão diretamente relacionados a ativos específicos e a benefícios futuros identificados, não devem ser capitalizados (SFAS nº 19, parágrafo 143).

No método SE há uma relação direta entre os gastos incorridos e as reservas descobertas, ou seja, somente os gastos com pesquisas bem sucedidas, que diretamente resultarem em descobertas de reservas provadas são considerados parte dos custos de se descobrir óleo e gás, e por isso são capitalizados. Gastos com pesquisas mal sucedidas, que não resultam em benefícios econômicos futuros, são lançados como despesas.

Para Bierman, Dukes e Dyckman (1974) os relatórios com ativos baseados no método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE) fornecem mais informações sobre o sucesso e insucesso das operações das empresas.

Os argumentos em favor do FC estão centrados na idéia de que a realização de pesquisas que aparentemente para alguns são consideradas “infrutíferas”, é extremamente necessária para delimitação e descoberta de áreas com reservas provadas, ou seja, são importantes para se aumentar as chances de que as próximas pesquisas resultem em ações bem sucedidas. Por esse argumento, pelo FC não se faz ou percebe-se uma relação direta entre os gastos incorridos e as reservas descobertas (ver itens 3.3 e 3.4).

Segundo Collins, Dent e O'Connor (1978, p. 55) os gestores das empresas do setor que utilizam o método FC argumentam que, a eliminação do FC acarretaria uma redução substancial nos gastos com exploração de reservas, acarretando um efeito negativo forçado na demonstração do resultado. A idéia é reforçada pelo fato de que com a alocação dos gastos em pesquisas mal sucedidas no resultado, exigência do SE, a redução dos lucros reportados e o aumento da sua volatilidade, causarão elevadas dificuldades para que as empresas independentes ingressem e/ou captem recursos no mercado de capitais.

É evidente que os argumentos em favor do FC devem ser relevados, mas é importante atentar que os argumentos de muitos gestores estão muito mais atrelados às promoções, bônus e a oportunidades de trabalhos que, em parte, dependem das informações divulgadas na demonstração dos resultados.

Naggar (1978) realizou uma pesquisa do tipo questionário com 310 analistas especializados no setor de óleo e gás, para responder a questões que pretendiam verificar qual dos dois métodos de contabilização do setor fornecia informações mais relevantes para o usuário (investidor). A pesquisa indicou que 73% dos analistas eram favoráveis a utilização do método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE), contra 27% em favor do método da Capitalização Total (FC). Entre as principais razões para a aceitação do SE estão:

- 1) 96% indicaram que os insucessos na exploração são refletidos nas informações prestadas

pelo SE e; 2) 83% mencionaram que o uso do FC era inapropriado pois inflava os resultados do período

Na pesquisa realizada pela empresa de consultoria e auditoria PricewaterhouseCoopers (1998, p. 36), com 25 empresas do setor petrolífero que atuavam na atividade de E&P, 21 utilizaram o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos e apenas 4, ou seja, 16% usaram o método da Capitalização Total.

Atualmente, na contabilidade para o setor petrolífero, tanto o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE), de acordo com o SFAS nº 19, como o método da Capitalização Total (FC), ARS 258, são considerados métodos contábeis aceitos pelo FASB e pela SEC e, nenhum dos órgãos apresenta qualquer plano para mudar a aceitação dos dois métodos. Adicionalmente, a divulgação de informações contábeis continua sendo regulamentada pelo SFAS nº 69 que prevê a evidenciação de informações suplementares para as demonstrações contábeis para as atividades de exploração e produção de óleo e gás.

Capítulo 5

EVIDENCIAÇÃO NO SETOR PETROLÍFERO

O objetivo deste capítulo é apresentar as principais exigências dos órgãos reguladores norte-americanos para a divulgação de informações da atividade de exploração e produção de óleo e gás das empresas do setor petrolífero.

5.1 – Evidenciação e Incertezas Operacionais

“Que informação deve divulgar a alta administração de uma empresa a pessoas que não pertençam a esse pequeno grupo?” (HENDRIKSEN e VAN BREDÁ, 1999, p. 511)

Para Hendriksen e Van Breda (1999, p. 511) essa questão não possui uma resposta – pelo menos uma resposta satisfatória a todos.

“A primeira vista, isso é desanimador, mas com um pouco mais de reflexão podemos perceber que essa é a situação normal de qualquer disciplina viva e em processo de crescimento. Em qualquer ciência que for verificada sua concordância a respeito de tudo, isso fatalmente indicaria sua morte. Em contabilidade, sempre haverá discordâncias sobre o que deve ser divulgado e de que forma. Essas discordâncias são justas, apropriadas e estimulantes – e fazem da contabilidade uma disciplina viva e fascinante.”

A falta de consenso a respeito do nível mais apropriado de divulgação reflete, em parte, o estado da pesquisa em política, psicologia, economia, finanças e contabilidade.

A busca pela divulgação apropriada das informações contábeis passa pelas respostas a cinco questões fundamentais.

- 1) A quem deve ser divulgada a informação?
- 2) Qual é a finalidade da informação?
- 3) Qual o volume de informação deve ser divulgada?
- 4) Quando a informação deve ser divulgada?

5) Como a informação deve ser divulgada?

Hendriksen e Van Breda (1999, p. 511) consideram apenas as três primeiras questões como fundamentais para a divulgação apropriada. Entretanto, ressaltam que as duas últimas questões também apresentam suas importâncias, pois o método e a oportunidade de divulgação determinam a utilidade da informação.

Segundo o IASB (IAS nº 1) as demonstrações contábeis devem estar baseadas nas políticas contábeis que variam de empresa para empresa, tanto num mesmo país, como entre países. Portanto, essas políticas contábeis devem ser divulgadas para que se possa compreender apropriadamente as demonstrações contábeis, o que faz com que estas políticas se tornem partes das demonstrações contábeis.

Portanto, a divulgação através das demonstrações contábeis é muito mais abrangente do que a contabilidade financeira, pois envolve dados complementares. 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.

Para que a informação seja útil, ela deve ser relevante, ou seja, ser oportuna e ter valor preditivo e valor como *feedback*, e deve ser confiável, ser verificável e neutra (HENDRIKSEN e VAN BREDA, 1999, p. 107).

Evidentemente que todas essas questões e suas respostas se alicerçam no próprio objetivo da contabilidade – fornecer informações que sejam úteis para auxiliar à tomada de decisões econômicas.

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).

A divulgação de informações contábeis na empresas que exploram e produzem petróleo está de certa forma associada ao método contábil utilizado, FC ou SE. A evidenciação por segmentos em cada método, parece refletir muito mais os anseios e desejos da empresa que evidencia a informação, do que propriamente os usuários dessas informações.

A agregação dos gastos capitalizados por área geográfica (país) no método de Capitalização Total, reflete as características das empresas menores, não integradas ou independentes, que possuem poucas unidades produtivas. A agregação de todos os gastos em um único centro de custo mascara a eficiência da empresa.

Ao exigir a agregação dos custos por campos, segundo o SE, os órgãos normativos atendem muito mais a necessidade informações dos usuários. A existência de várias unidades produtivas em vários países, caracteriza as empresas maiores e integradas.

A necessidade de divulgação de informações sobre a atividade de exploração e produção de petróleo por área geográfica, reflete a preocupação com as questões políticas e de guerra com cada país pode atravessar. Essas questões, juntamente com as determinações da OPEC, são os principais fatores de riscos que envolvem as empresas do setor.

A divulgação das informações do setor deveria ser feita com duas aberturas: 1) por área geográfica; e 2) e cada área por unidade de negócio (campo).

5.2 - Evidenciação Contábil na Exploração e Produção de Petróleo

Com a emissão do SFAS nº 19 em 1977, o FASB não somente adotou o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE), mas também incluiu em seu pronunciamento algumas formas de evidenciação suplementar. Entre essas exigências de evidenciação para a atividade de exploração e produção de óleo e gás estão: a) quantidade de reservas minerais; b) custos capitalizados; e c) custos incorridos.

Antes da aplicação do SFAS nº 19, a SEC emitiu o ASR nº 253, que previa: a) indicar

o uso do método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE) previsto no SFAS nº 19; b) indicar a adoção das exigências de evidenciação previstas no pronunciamento do FASB; c) indicar a adoção do método da Capitalização Total (FC); d) permitir o uso de qualquer dos dois métodos mencionados em; e e) adotar regras de divulgação de informações operacionais e financeiras além das exigidas pelo SFAS nº 19.

A SEC tomou essas ações porque não acreditava que quaisquer dos dois métodos contábeis para capitalização dos custos, provessem informações suficientes para refletir a posição operacional e financeiras das empresas que exploravam e produziam petróleo. Por tudo isso, a SEC concluiu que um novo método deveria ser criado, esse método deveria ser baseado na avaliação das reservas provadas de óleo e gás, e tornava os métodos FC e SE como demonstrações contábeis primárias. Esse novo método recebeu o nome de *Reserve Recognition Accounting* (RRA), que previa entre outras coisas a exigência da evidenciação dos resultados adicionais estimados das reservas provadas e das mudanças nas avaliações das reservas estimadas, baseadas nos preços e nos custos correntes e numa taxa de desconto de 10%.

Após o anúncio da SEC, de que o FASB iria incumbir-se de desenvolver um projeto para emissão de uma norma que passaria a exigir das empresas do setor petrolífero um conjunto de evidenciações suplementares, em novembro de 1982 o FASB emitiu o SFAS nº 69 – *Disclosures about Oil and Gas Producing Activities*, e no mês seguinte a SEC anunciou a adoção integral do SFAS nº 69. Entre alguns itens já previstos no RRA, o SFAS nº 69 inovou ao exigir a evidenciação do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelas reservas provadas de óleo e gás.

As exigências de evidenciação para as empresas do setor petrolífero são basicamente as mesmas de qualquer outro setor. A única diferença está na “transparência” necessária para a atividade de exploração e produção de petróleo, que de certa forma particulariza o setor

petrolífero dos demais setores industriais. Por exemplo, as exigências contidas no SFAS nº 131 sobre as informações sobre segmentos, devem ser aplicadas em qualquer tipo de empresa, inclusive no setor petrolífero⁵⁰. Com isso as empresas do setor devem evidenciar os resultados operacionais e os ativos empregados em suas atividades relevantes, inclusive na atividade de exploração e produção de óleo e gás⁵¹.

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.

Para as empresas petrolíferas norte-americanas e para as empresas que se utilizam do mercado de capitais norte-americano para captar recursos, os principais pronunciamentos que regulamentam a divulgação de informações contábeis da atividade de exploração e produção de petróleo são o SFAS nº 69 do FASB e o Regulamento SX 4-10 da SEC.

5.2.1 – Método Contábil

Tanto o SFAS nº 69 como o Regulamento SX 4-10 determinam que as empresas do setor devem divulgar o valor e a composição dos gastos capitalizados e o método contábil (FC

⁵⁰ No setor petrolífero as empresas têm evidenciado seus segmentos simultaneamente de duas formas, por área geográfica e por ramo de atividade (segmento industrial ou de negócios). Por exemplo, a Petrobrás apresenta dois segmentos geográficos: nacional e internacional; e três segmentos industriais: exploração e produção de óleo e gás, abastecimento, e gás e energia.

⁵¹ Além do SFAS nº 69, emitido pelo FASB e exigido pela SEC para orientar as evidenciações das empresas que exploravam e produziam petróleo, o Regulamento SX 4-10 da SEC também orienta o método contábil e determina regras para evidenciação.

ou SE) utilizado para capitalizarem seus gastos com as atividades de exploração e produção de petróleo. Essas exigências não são consideradas complementares, pois estão diretamente relacionadas as demonstrações contábeis básicas e, portanto, são partes destas..

Além do método contábil para capitalização dos custos, o SFAS nº 69 passou a exigir das empresas com atividades significativas de exploração e produção de óleo e gás, a divulgação de informações complementares em seus relatórios anuais. Essas informações podem ser divididas em duas categorias: a) baseadas em valores históricos e b) baseadas em previsões futuras.

Históricas:

- a) informações sobre as quantidades de reservas provadas;
- b) custos capitalizados relativos às atividades de exploração e produção de óleo e gás;
- c) custos incorridos para aquisição de propriedades e nas atividades de exploração e desenvolvimento;
- d) resultado das operações das atividades de exploração e produção de óleo e gás;

Futuras:

- e) mensuração padronizada do fluxo de caixa líquido futuro descontado, relativo à quantidade de reservas provadas;
- f) alterações na mensuração padronizada do fluxo líquido de caixa descontado relativo às quantidades de reservas provadas.

As evidenciações a, c, d e e podem ser apresentadas para cada área geográfica da empresa.

As evidenciações nos itens a e c são as mesmas para as empresas que utilizam o método da Capitalização Total (FC) como para aquelas que usam o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE). Entretanto, as exigências de b e d são diferentes para os dois métodos..

5.2.2 – Quantidade de Reservas Provadas de Óleo e Gás

Baseados nas exigências do SFAS nº 19, o SFAS nº 69 passou a exigir que as empresas do setor divulgassem um conjunto de informações sobre suas reservas provadas de óleo e gás.

- 1) Quantidade líquida das reservas provadas, no início e no final do período de:
 - a) óleo cru (incluindo óleo condensando e gás natural líquido) e,
 - b) gás natural.
- 2) As alterações das quantidades de reservas provadas líquidas de óleo e gás ocorridas durante o ano. Os resultados de cada uma das seguintes alterações devem ser divulgados separadamente e acompanhados das devidas explicações de suas mudanças:
 - a) Revisão nas estimativas das reservas provadas, obtidas normalmente do desenvolvimento das perfurações, histórico de produção ou resultante de mudanças em fatores econômicos.
 - b) Aperfeiçoamento do processo de recuperação de reservas, quando não forem significativos devem ser evidenciados juntamente com as revisões nas estimativas (item a).
 - c) Aquisição de minerais em estado natural.
 - d) Extensão e descobertas. Acréscimo nas reservas provadas originadas da: 1) extensão da área provada de reservatórios previamente descobertos e, 2) descobertas de novos campos com reservas provadas ou de novos reservatórios de reservas provadas em campos já explorados.
 - e) Produção de minerais.
 - f) Venda de minerais em estado natural.
- 3) A localização geográfica onde se encontram as reservas provadas. As reservas de

óleo e gás que se localizarem em países diferentes ao da sede da empresa, deverão ser evidenciadas separadamente. A evidenciação deve ser feita por país ou por área geográfica, que pode significar um país individualmente ou um grupo de países reunidos.

- 4) As reservas líquidas evidenciadas conforme os itens acima não deverão incluir o óleo e/ou gás objetos de compras para fornecimento futuro.
- 5) A divulgação da quantidade e as alterações nas reservas de óleo e gás natural líquido devem ser feitas em barris, e as reservas de gás em pés cúbicos.
- 6) Os fatores econômicos e as incertezas que possam afetar individualmente as reservas provadas da empresa.

A ilustração 5.1 apresenta as informações divulgadas sobre as reservas provadas de óleo cru, condensado e gás natural líquido da empresa Chevron-Texaco durante o ano de 2002.

	Milhões de barris							
	Empresas Consolidadas					Empresas Afiliadas		
	USA	Africa	Ásia-Pacífico	Outros	Total	TCO	Hamaca	Mundial
Reservas em 31/12/2001	2.301	1.544	1.906	745	6.496	1.541	487	8.524
Alterações atribuídas a:					-			-
Revisões	(116)	164	(114)	17	(49)	199	-	150
Aperfeiçoamento na recuperação	99	82	22	36	239	-	-	239
Extensões e descobertas	48	301	85	8	442	-	-	442
Compras	8	-	-	-	8	-	-	8
Vendas	(3)	-	-	-	(3)	-	-	(3)
Produção	(220)	(115)	(195)	(109)	(639)	(51)	(2)	(692)
Reservas em 31/12/2002	2.117	1.976	1.704	697	6.494	1.689	485	8.668
Reservas desenvolvidas								
31/12/2002	1.766	1.042	1.297	529	4.634	999	63	1.062

Fonte: Formulário 20F da empresa

ILUSTRAÇÃO 5.1 – RESERVAS PROVADAS DA CHEVRON-TEXACO

5.2.3 – Informações Baseadas em Valores Históricos

Três tipos de informações históricas são exigidas pelo SFAS nº 69:

- 1) Gastos capitalizados (ilustração 5.2):
 - a) O valor dos gastos capitalizado relativos às atividades de produção de óleo

e gás e o valor acumulado da depreciação, exaustão e amortização do início e do final do ano.

- b) Se forem relevantes, os gastos em propriedades não provadas podem ser evidenciados separadamente. Os gastos de equipamentos de suporte e instalações podem ser evidenciados separadamente ou incluídos com os custos capitalizados das propriedades provadas ou não provadas.

	Milhões de dólares							
	Empresas Consolidadas					Empresas Afiliadas		
31/12/2002	USA	Africa	Ásia-Pacífico	Outros	Total	TCO	Hamaca	Mundial
Propriedades não provadas	1.362	330	259	1.134	3.085	108	-	3.193
Propriedades provadas	37.441	5.993	10.172	10.367	63.973	1.975	144	66.092
Equipamentos de suporte	774	447	2.188	377	3.786	338	-	4.124
Poços exploratórios diferidos	106	130	103	111	450	-	-	450
Outros projetos não completados	502	1.406	1.597	497	4.002	676	683	5.361
Custos capitalizados bruto	40.185	8.306	14.319	12.486	75.296	3.097	827	79.220
Avaliação de propriedades não provadas	961	80	90	277	1.408	24	-	1.432
Propriedades provadas - amortização	27.115	3.251	5.392	5.457	41.215	270	9	41.494
Abandono e restauração	999	508	304	392	2.203	24	-	2.227
Equipamentos de suporte - depreciação	557	289	1.145	223	2.214	138	-	2.352
Provisões acumuladas	29.632	4.128	6.931	6.349	47.040	456	9	47.505
Custos capitalizados líquido	10.553	4.178	7.388	6.137	28.256	2.641	818	31.715

Fonte: Formulário 20F da empresa

ILUSTRAÇÃO 5.2 – GASTOS CAPITALIZADOS DA CHEVRON-TEXACO

- 2) Gastos incorridos (ilustração 5.3), juntamente com os tipos de gastos capitalizados, devem ser evidenciados:

- a) gastos de aquisição de propriedades;
- b) gastos de exploração;
- c) gastos de desenvolvimento; e
- d) os gastos incorridos fora do país de origem da empresa, evidenciados separadamente por segmentos geográficos - países e/ou áreas geográficas.

	Milhões de dólares							
	Empresas Consolidadas					Empresas Afiliadas		
31/12/2002	USA	Africa	Ásia-Pacífico	Outros	Total	TCO	Hamaca	Mundial
Exploração								
Poços	477	131	48	92	748	-	-	748
Geofísico e geológico	95	69	43	53	260	-	-	260
Arrendamentos e outros	35	29	38	43	145	-	-	145
Total de exploração	607	229	129	188	1.153	-	-	1.153
Aquisição de propriedades								
Provadas	106	-	-	-	106	-	-	106
Não Provadas	51	6	2	1	60	-	-	60
Total de aquisição de propriedades	157	6	2	1	166	-	-	166
Desenvolvimento	1.091	661	1.017	926	3.695	447	353	4.495
Total dos custos incorridos	1.855	896	1.148	1.115	5.014	447	353	5.814

ILUSTRAÇÃO 5.3 – GASTOS INCORRIDOS DA CHEVRON-TEXACO

3) Resultados das operações (ilustração 5.4). O SFAS nº 69 determina que sejam feitas as evidenciações dos resultados das operações por segmentos, apresentado:

- a) Receitas;
- b) custos (despesas) de produção;
- c) despesas de exploração;
- d) depreciação, exaustão e amortização e provisão para abandono;
- e) avaliação (*impairment*) de propriedades;
- f) despesas de impostos;
- g) resultados das operações das atividades de óleo e gás.

	Milhões de dólares							
	Empresas Consolidadas					Empresas Afiliadas		
	USA	Africa	Ásia-Pacífico	Outros	Total	T.C.O.	Hamaca	Mundial
31/12/2002								
Receita da produção					-			-
Vendas	2.737	1.121	1.410	2.080	7.348	955	44	8.347
Transferências	4.425	1.663	3.090	1.202	10.380	-	-	10.380
Total	7.162	2.784	4.500	3.282	17.728	955	44	18.727
Despesas de produção	(2.321)	(439)	(958)	(683)	(4.401)	(166)	(4)	(4.571)
Propriedades provadas: depreciação, exaustão e provisão para abandono	(1.577)	(352)	(673)	(694)	(3.296)	(91)	(5)	(3.392)
Despesas de exploração	(216)	(106)	(109)	(160)	(591)	-	-	(591)
Avaliação de propriedades não provadas	(35)	(14)	(9)	(67)	(125)	-	-	(125)
Outros (despesas)	(359)	(179)	(399)	59	(878)	(5)	(12)	(895)
Resultado antes do imposto	2.654	1.694	2.352	1.737	8.437	693	23	9.153
Imposto de renda	(933)	(1.202)	(1.434)	(677)	(4.246)	(208)	-	(4.454)
Resultado da produção	1.721	492	918	1.060	4.191	485	23	4.699

Fonte: Formulário 20F da empresa

ILUSTRAÇÃO 5.4 – RESULTADO DAS OPERAÇÕES DA CHEVRON-TEXACO

Além dessas informações apresentadas a SEC exige que as empresas do setor divulguem algumas importantes informações não evidenciadas nas demonstrações contábeis:

Para cada ano fiscal apresentado:

- a) preços de venda médios e custo unitário de produção;
- b) produtividade líquida total e qualificação dos poços perfurados – sucesso ou insucesso (seco), divididos em poços exploratórios e poços de desenvolvimento.

Para último ano fiscal apresentado:

- a) total bruto e líquido da produtividade dos poços;
- b) total bruto e líquido das áreas desenvolvidas;

- c) total bruto e líquido das áreas não desenvolvidas;
- d) número de poços em processo;
- e) informações sobre as obrigações contratadas e fixadas sobre as quantidades de óleo e gás produzidas no futuro.

5.2.4 – Informações Baseadas em Valores Estimados

Depois que a SEC anunciou que os métodos FC e SE não apresentavam informações relevantes sobre as atividades de exploração e produção de óleo e gás, e da tentativa frustrada de transformar a RRA em uma prática para as demonstrações primárias, o SFAS nº 69 incorporou a base metodológica da RRA para exigir das empresas do setor a divulgação em relatórios suplementares as informações sobre as estimativas dos fluxos de caixa gerados pelas quantidades de reservas provadas de óleo e gás possuídas pelas empresas.

Fluxos de caixa futuro: calculado pela multiplicação da quantidade de reservas provadas de óleo e gás verificadas no final do ano fiscal e os seus respectivos preços correntes no final do ano.

Gastos futuros de desenvolvimento e produção: são gastos estimados que poderão ser incorridos para que possam gerar os fluxos de entradas de caixa. Os gastos de desenvolvimento e produção são estimados com base nos custos correntes do final do ano e nas mesmas condições econômicas existentes.

Impostos futuros sobre a renda: calculados pela aplicação da alíquota do imposto sobre os fluxos de caixa futuros antes dos impostos.

Fluxos de caixa futuro líquido: calculados pela dedução dos gastos futuros de desenvolvimento e produção e do imposto de renda, dos fluxos de caixa futuro.

Desconto: calculado pela aplicação da taxa de desconto padrão de 10% ao ano, sobre os fluxos de caixa futuro líquido.

Fluxo de caixa descontado padroniado: calculados pela aplicação do desconto sobre os fluxos de caixa futuro líquido.

A ilustração 5.5 exemplifica a evidenciação baseada em valores estimados da Chevron-Texaco durante o ano de 2002.

	Milhões de dólares							
	Empresas Consolidadas					Empresas Afiliadas		
31/12/2002	USA	Africa	Ásia-Pacífico	Outros	Total	TCO	Hamaca	Mundial
Fluxos de caixa futuros	77.912	52.513	59.550	26.531	216.506	52.457	9.777	278.740
Custos de produção futuros	(29.948)	(9.889)	(18.591)	(7.838)	(66.266)	(10.336)	(2.308)	(78.910)
Imposto de renda futuro	(16.231)	(25.060)	(17.781)	(6.797)	(65.869)	(11.899)	(2.540)	(80.308)
Fluxos de caixa líquidos	31.733	17.564	23.178	11.896	84.371	30.222	4.929	119.522
Desconto	(13.872)	(8.252)	(9.971)	(3.691)	(35.786)	(18.964)	(3.581)	(58.331)
Fluxo de Caixa Descontado	17.861	9.312	13.207	8.205	48.585	11.258	1.348	61.191

Fonte: Formulário 20F da empresa

ILUSTRAÇÃO 5.5 – FLUXO DE CAIXA FUTURO DESCONTADO PADRONIZADO DA CHEVRON-TEXACO

As empresas do setor deverão apresentar ainda a demonstração de todas as alterações ocorridas no fluxo de caixa descontados padronizado. Os fatores que podem causar essas alterações devem ser evidenciados separadamente nas seguintes categorias:

- vendas e transferências de óleo e gás produzido durante o período, líquidas dos custos de produção;
- alterações nos preços de vendas e transferências, e as mudanças nos custos futuros de desenvolvimento e produção;
- alterações nos custos de desenvolvimento futuro estimado;
- alterações nas extensões, descobertas, adições e melhoria na técnica de recuperação, deduzidas dos custos futuros de desenvolvimento e produção;
- alterações ocorridas pela revisão das quantidades de reservas estimadas;
- custos de desenvolvimento futuro previamente estimados e incorridos durante o período;
- aquisição e venda de óleo e gás em estado natural;
- acréscimo pelo desconto na passagem do tempo;

- i) alteração no valor do imposto sobre a renda;
- j) outras alterações

A ilustração 5.6 exemplifica a evidenciação das alterações ocorridas nos fluxos de caixa descontados da Chevron-Texaco durante o ano de 2002.

	Milhões de dólares								
	Empresas Consolidadas			Empresas Afiliadas			Mundial		
	2002	2001	2000	2002	2001	2000	2002	2001	2000
Valor presente 01 Jan	23.748	59.802	41.750	6.396	6.186	4.100	30.144	65.988	45.850
Vendas e transferências de óleo e gás produzido, líquidas de custos de produção	(13.327)	(15.161)	(17.866)	(829)	(531)	(596)	(14.156)	(15.692)	(18.462)
Custos de desenvolvimento incorridos	3.695	3.967	3.673	800	541	240	4.495	4.508	3.913
Aquisição de reservas	181	40	2.055	-	778	-	181	818	2.055
Vendas de reservas	(42)	(366)	(5.010)	-	-	-	(42)	(366)	(5.010)
Extensões, descobertas e aprimoramento na recuperação, menos custos estimados	7.472	2.747	8.710	-	484	1.112	7.472	3.231	9.822
Revisões das quantidades anteriormente estimadas	104	524	(428)	917	400	1.284	1.021	924	856
Variação líquida de preços e dos custos de produção	41.044	(59.995)	29.358	6.722	(2.457)	457	47.766	(62.452)	29.815
Acréscimo de desconto	3.987	10.144	7.027	895	876	582	4.882	11.020	7.609
Variação líquido no imposto de renda	(18.277)	22.046	(9.467)	(2.295)	119	(993)	(20.572)	22.165	(10.460)
Variações líquidas no ano	24.837	(36.054)	18.052	6.210	210	2.086	31.047	(35.844)	20.138
Valor presente 31 Dez	48.585	23.748	59.802	12.606	6.396	6.186	61.191	30.144	65.988

Fonte: Formulário 20F da empresa

ILUSTRAÇÃO 5.6 – ALTERAÇÕES NO FLUXO CAIXA FUTURO DESCONTADO PADRONIZADO DA CHEVRON-TEXACO

Desde sua implantação a evidenciação suplementar das atividades de exploração e produção de petróleo foi motivo de várias discussões quanto sua relevância para os investidores e também para as próprias empresas do setor (NAGGAR, 1978; MAGLIOLO, 1986; HARRIS e OHLSON, 1987; JOHNSEN, PAXSON e RIZZUTO, 1996). Essas informações divulgadas não são auditadas, e portanto, não há uma comprovação externa e “isenta” de sua veracidade, pois sofrem influências externas e operacionais que não são consideradas objetivas pelos auditores externos e pelas próprias empresas. Interessante que em seus relatórios anuais, as empresas estão fazendo comentários que alertam sobre a importância e a qualidade dessas divulgações, por exemplo, às informações sobre o fluxo de caixa descontado padronizado das atividades de exploração e produção de óleo e gás da Petrobrás e da Chevron-Texaco.

“As informações apresentadas não representam a estimativa da administração da PETROBRAS dos fluxos de caixa futuros esperados ou o valor das reservas de petróleo e gás provadas. Estimativas de quantidades de reservas provadas são imprecisas e estão sujeitas a ajustes à medida que se toma conhecimento de novas informações. As reservas prováveis e possíveis, que podem vir a ser provadas no futuro, são excluídas desses cálculos. A avaliação arbitrária determinada pela SFAS nº 69 requer a adoção de premissas em relação à época e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos para 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da PETROBRAS ou o valor das suas reservas de petróleo e gás”. (PETROBRAS, 2002)

“As informações apresentadas não representam a estimativa da administração da companhia dos fluxos de caixa futuros esperados ou o valor das reservas de petróleo e gás provadas. Estimativas de quantidades de reservas provadas são imprecisas e estão sujeitas a ajustes à medida que se toma conhecimento de novas informações. Além disso as reservas prováveis e possíveis, que podem vir a ser provadas no futuro, são excluídas desses cálculos. A avaliação arbitrária determinada pela SFAS nº 69 requer a adoção de premissas em relação à época e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos para 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da companhia ou o valor das suas reservas de petróleo e gás”. (Tradução livre) (CHEVRON-TEXACO, 2002)

As explicações feitas no formulário 20F da empresa Murphy também denotam para a qualidade e a importância das informações sobre os valores das reservas provadas de óleo e de gás.

“O valor apresentado das reservas provadas não necessariamente indica o seu valor justo ou valor presente dos fluxos futuros, devido aos preços, custos e políticas governamentais não permanecerem estáticas; a taxa de desconto apropriada pode variar; e um extensivo estudo é necessário para estimar o tempo ideal de produção. Outras suposições lógicas poderiam resultar em diferenças significativas.” (Tradução livre) (MURPHY, 2001)

Portanto, a principal crítica que se faz às evidências exigidas pelo SFAS nº 69, são referentes às avaliações das reservas provadas. O uso de valores fixos para se determinar as receitas e os gastos futuros parecem estar muito aquém de uma aproximação razoável dos resultados das atividades de exploração e produção de óleo e gás. A utilização de uma taxa de desconto padronizada, intenta para que as demonstrações contábeis do setor sejam equiparáveis, mas essa parece ser a mais forte crítica que se faz ao modelo de desconto padronizado dos fluxos de caixa gerados pelas reservas provadas.

“O método fornece uma abordagem relativamente objetiva e uniforme de se avaliar e descontar o fluxo de receitas líquidas futuras da produção estimada das reservas provadas. Entretanto, ele não indica o valor justo de mercado das propriedades de óleo e gás das empresas.” (ADKERSON, 1979, p.75) (tradução livre)

Enquanto a avaliação padronizada não resulta necessariamente em valores justos de mercado para as reservas provadas de óleo e gás, ela provê uma base comparativa das reservas provadas de diferentes empresas, e evidencia as alterações ocorridas nas reservas provadas de uma determinada empresa.

As quantidades de óleo e gás localizadas em diferentes reservatórios não são equivalentes. Seus valores podem ser substancialmente diferentes devido as suas taxas de produção, preços e gastos de desenvolvimento e produção. Esses fatores podem ser, com algumas limitações, refletidos nas avaliações exigidas pelo SFAS nº 69, e podem resultar em informações mais úteis do que a simples divulgação das quantidades de reservas provas ou das avaliações pelo custo histórico.

A descoberta de reservas de petróleo ocorre como consequência 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 todas as empresas e para todas as reservas provadas de uma empresa, 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; HARRIS e OHLSON, 1990).

A divulgação de informações contábeis que não sejam pelo custo histórico, sempre causou divergências de opiniões entre investidores, analistas, contadores, acadêmicos e os órgãos reguladores. A normatização do FASB e da SEC de exigências de divulgação de

informações baseadas no valor dos ativos minerais, causou uma ilusão ao mercado de que eles, principalmente o FASB, fosse abandonar a idéia central da utilização da avaliação pelo custo histórico – influenciar o modelo de decisão dos investidores, deixando-os fazer suas próprias avaliações com base em seus níveis de riscos e retorno.

Evidentemente que a divulgação de informações das atividades de exploração e produção pelo custo histórico (SFAS nº 19) e por uma avaliação futura padronizada (SFAS nº 69), não devem dificultar ou restringir a avaliação econômica das empresas do setor petrolífero pelos investidores e analistas. O problema é que o custo histórico ainda é muito defendido, seja devido a uma fixação funcional, ou mesmo por sua real capacidade de explicar o valor dos ativos minerais, e ainda pelas incertezas e as especificidades que envolvem a atividade de exploração e produção de óleo e gás, que podem não ser capturadas por avaliações padronizadas para todas as empresas ou por avaliações específicas para cada empresa, pois a existência de flexibilidades gerenciais em termos de espera, abandono, ampliação e redução, normalmente influencia as decisões e conseqüentemente o valor econômico dos principais ativos das empresas que exploram e produzem óleo e gás – as suas reservas provadas.

Capítulo 6

OPÇÕES REAIS

O objetivo deste capítulo é apresentar a teoria de opções financeiras e sua congênere aplicada a ativos reais – opções reais. Desenvolver um arcabouço conceitual que possa sustentar a utilização dessa metodologia para avaliação de reservas provadas de petróleo das empresas do setor petrolífero.

6.1 – Opções Financeiras

Opção é um instrumento que dá a seu titular, ou comprador, um direito futuro sobre algo, mas não dá uma obrigação; e a seu vendedor, uma obrigação futura, caso seja solicitado o exercício.

Opções são valores mobiliários derivativos, isto é, são títulos que derivam seu valor de um ativo subjacente. Confere ao investidor do direito de comprar ou vender uma quantidade predeterminada de um ativo subjacente a um preço fixo, denominado preço de exercício, antes ou na data de vencimento da opção. Como se trata de um investimento que dá o direito e não uma obrigação, o investidor pode decidir por não exercer este direito e permitir que a opção expire. Existem dois tipos de opções: opções de compra (*call*) e opções de venda (*put*) (DAMODARAN, 2001, p. 439).

Nas opções de compra, o detentor (titular ou comprador da opção) tem o direito de comprar um ativo em certa data por um preço determinado. Para adquirir o direito de uma opção o titular desembolsa uma quantia, chamada de prêmio. Quem compra uma opção de compra, espera que o preço do ativo objeto da opção atinja um preço acima do preço de exercício.

Na opção de venda, o detentor tem o direito de vender um ativo em certa data por preço determinado. Para adquirir o direito de vender uma opção o titular desembolsa uma quantia, o prêmio. O titular das opções de venda, deseja que o preço do ativo objeto da opção fique sempre abaixo do preço de exercício.

O preço do contrato (valor futuro pelo qual o bem será negociado) é conhecido como preço de exercício e sua data (o dia em que a posição será exercida) é conhecida como data de vencimento. Quanto ao prazo de exercício, as opções podem ser classificadas em européias e americanas. Uma opção européia européia pode ser exercida somente na data de vencimento. Enquanto que uma opção americana pode ser exercida a qualquer momento, até o vencimento (HULL, 2000, p. 4).

O vendedor de uma opção está, na verdade, vendendo um direito para que alguém, o comprador, faça algo em data futura a suas custas. O comprador da opção paga em data presente o prêmio, ou o preço da opção, sendo essa a remuneração do vendedor do título, por ter assumido a responsabilidade de tomar uma posição no mercado em data futura se assim o solicitar o comprador da opção (SILVA NETO, 2000, p. 18).

Uma opção de compra dá ao comprador da opção o direito de adquirir o ativo subjacente por um preço fixo a qualquer momento antecedente à data de vencimento da opção (opção americana). O comprador paga um preço (prêmio) por esse direito de comprar (ilustração 6.1).

Uma opção de venda dá ao comprador o direito de vender o ativo subjacente por um preço fixo a qualquer momento antecedente à data de vencimento da opção (opção americana). O comprador paga um preço (prêmio) por este direito de vender (ilustração 6.1).

OPÇÃO DE COMPRA		
	<u>Na transação</u>	<u>No vencimento</u>
<i>Comprador da opção de compra</i>	<i>Paga o preço da opção de compra e recebe o direito de exercê-la.</i>	<i>Se o valor do ativo (S) > preço de exercício (X), o comprador exerce o seu direito. Lucro bruto = $S - X$ Lucro Líquido = $S - X - \text{Prêmio da opção}$ Se $S < X$, comprador não exerce. Preço (prêmio) da opção = Prejuízo do comprador = lucro do vendedor.</i>
<i>Vendedor da opção de compra</i>	<i>Recebe o prêmio e concorda em entregar o ativo ao preço de exercício se o comprador o exigir a qualquer momento antes do vencimento.</i>	
OPÇÃO DE VENDA		
	<u>Na transação</u>	<u>No vencimento</u>
<i>Comprador da opção de venda</i>	<i>Paga o prêmio da opção de venda e recebe o direito de exercê-la</i>	<i>Se o valor do ativo (S) < preço de exercício (X), o comprador exerce. Lucro bruto = $X - S$ Lucro Líquido = $X - S - \text{Prêmio da opção}$ Se $S > X$, o comprador não exerce. Preço (prêmio) da opção = Prejuízo do comprador = lucro do vendedor</i>
<i>Vendedor da opção de venda</i>	<i>Recebe o prêmio da opção de venda e concorda em comprar o ativo pelo preço de exercício se o comprador o exigir a qualquer momento antes do vencimento</i>	

Fonte: adaptado de Damodaran (2001)

ILUSTRAÇÃO 6.1 – RESUMO DAS TRANSAÇÕES COM OPÇÕES

6.1.1 – Fatores Determinantes do Valor de uma Opção

Segundo Hull (2000, p. 205) são seis os fatores que determinam o valor de uma opção de uma ação:

- 1) o preço atual da ação;
- 2) o preço de exercício;
- 3) o tempo até o vencimento;
- 4) a volatilidade do preço da ação;
- 5) a taxa de juro livre de risco;
- 6) os dividendos esperados durante a vida da opção.

Para Ross, Westerfiel e Jaffe (2002, p. 483) os fatores que determinam o valor de uma opção de compra podem ser classificados em dois conjuntos. O primeiro conjunto contém as características do contrato de opção. As duas características contratuais básicas são o preço de exercício e a data do vencimento. O segundo conjunto de características que afetam o preço da opção estão relacionados à ação e ao mercado. Evidente que ao fazer esta separação estes

autores estão implicitamente fazendo referência à ação: seu preço, sua volatilidade e seus dividendos pagos; ao mercado: a taxa de juros livre de risco.

Damodaran (2001, p. 442) faz a mesma separação feita por Ross, Westerfiel e Jaffe, só que de maneira mais explícita quanto as variáveis relacionadas à ação e ao mercado.

Variáveis Relativas ao Ativo

Valor atual – opções são ativos que derivam seu valor de um determinado ativo. Portanto, as mudanças no valor deste ativo afetam o valor das opções sobre o mesmo, mantidos os outros fatores constantes, quanto maior for o valor do ativo, mais valiosa será a opção de compra. Já nas opções de vendas, o aumento no valor do ativo, reduz o valor da opção.

Variância no valor do ativo-objeto – quanto maior for a variabilidade do valor do ativo-objeto, maior valor terá a opção (compra ou venda). Embora possa parecer estranho, o aumento na variância, que é numa medida de risco, aumentar o valor da opção. As opções possuem características diferentes de outros títulos, uma vez que os compradores de opções não podem perder mais do que o prêmio pago pelas opções e, podem potencialmente realizar lucros significativos em função de altos movimentos de preços.

Dividendos pagos sobre o ativo-objeto – o valor do ativo-objeto deverá cair se houver pagamento de dividendos sobre o ativo durante a vida da opção. Assim, o valor de uma opção de compra é função decrescente do montante dos pagamentos esperados de dividendos, e o valor de uma opção de venda é função crescente dos pagamentos esperados de dividendos.

Variáveis Relativas às Características da Opção

Preço de exercício - quanto mais alto for o preço de exercício, menor será o valor de

uma opção de compra. No caso de opções de venda, em que o investidor tem o direito de vender a um preço fixo, o valor da opção aumentará à medida que o preço de exercício subir. Entretanto, o valor de uma opção de compra não pode ser negativo, por mais alto que seja o preço de exercício. Assim, desde que haja alguma possibilidade de que o preço do ativo-objeto supere o preço de exercício antes da data de vencimento, a opção sempre terá algum valor.

Data de vencimento – tanto as opções de compra quanto às opções de venda valorizam-se a medida que seus prazos até o vencimento aumentam, pois quanto maior o tempo, maiores são as chances de que o valor do ativo-objeto se altere (variabilidade), aumentando o valor das opções.

Variáveis Relativas ao Mercado

Taxa de juros livre de risco – ao pagar um prêmio à vista por uma opção, um custo de oportunidade está envolvido nesta transação para o comprador. Esse custo de oportunidade dependerá do nível da taxa de juros e do prazo de vencimento da opção. Aumentos nas taxas de juros aumentarão o valor das opções de compra e reduzirão o valor das opções de venda.

Podemos então resumir os efeitos causados por esses fatores no valor das opções de compra e venda de acordo com a ilustração 6.2:

<u>Fator</u>	Efeitos sobre	
	<u>Valor da Opção de Compra</u>	<u>Valor da Opção de Venda</u>
<i>Aumento no preço do ativo</i>	<i>Aumenta</i>	<i>Diminui</i>
<i>Aumento no preço de exercício</i>	<i>Diminui</i>	<i>Aumenta</i>
<i>Aumento da variância do valor do ativo</i>	<i>Aumenta</i>	<i>Aumenta</i>
<i>Aumento no prazo de vencimento</i>	<i>Aumenta</i>	<i>Aumenta</i>
<i>Aumento na taxa de juros</i>	<i>Aumenta</i>	<i>Diminui</i>
<i>Aumento nos dividendos pagos</i>	<i>Diminui</i>	<i>Aumenta</i>

ILUSTRAÇÃO 6.2 – DETERMINANTES DO VALOR DAS OPÇÕES

6.1.2 – Modelos de Precificação de Opções

Dois modelos são normalmente usados para se precificar opções, o modelo Binomial e

o modelo de Black-Scholes.

6.1.2.1 - Modelo Binomial

O modelo binomial consiste em uma forma simples do processo de preços de ativos, em que o ativo, a qualquer momento, pode se deslocar para um de dois preços possíveis. O modelo consiste na construção de uma árvore binomial, que representa as diferentes trajetórias que poderão ser seguidas pelo preço da ação durante a vida da opção. Por exemplo, supondo que o preço atual de um ativo seja de \$20 e que ao final de um período ele possa atingir S_u \$25 ou S_d \$15, a representação através da árvore binomial seria:

Se tivéssemos uma opção de compra sobre esse ativo, com preço de exercício (X) de \$21, essa opção valeria o preço do ativo menos o preço de exercício ou zero, ou seja:

$$C_t = \text{Max} (S_t - X, 0)$$

onde:

t : é a data de vencimento;

C_t : é o valor da opção na data t;

S_t : é o preço do ativo na data t;

X : é o preço de exercício;

Max: significa o maior valor entre.

Então para cada ramo haveria esta condição maximizadora:

Pelo modelo binomial é necessário se criar uma carteira replicante com o intuito de utilizar uma combinação de captar e aplicar recursos livres de risco com o ativo-objeto, para criar os mesmos fluxos de caixa que os da opção que está sendo avaliada. Neste caso os princípios da arbitragem não se aplicam, e o valor da opção terá que ser igual ao valor da carteira replicante:

$$25 \Delta - 5 = 15 \Delta - 0$$

$$10 \Delta = 5$$

$$\Delta = 0,50$$

Substituindo em uma das equações, obtemos o valor da carteira que replica os mesmos fluxos de caixa em $t = 1$:

$$25 \times 0,50 - 5 = 7,5$$

$$15 \times 0,50 - 0 = 7,5$$

Como estamos admitindo a ausência de arbitragem e as carteiras são livres de risco, precisamos descontar o valor encontrado acima pela taxa de juros livre de risco, 10% por exemplo.

$$\frac{7,5}{1 + 0,10} = 6,82$$

Então ao simularmos que adquirimos 0,50 do ativo-objeto e que o valor deste ativo hoje é de \$20, temos:

$$20 \times 0,50 - C = 6,82$$

$$C = 3,18$$

Portanto, o valor da opção deveria ser de \$ 3,18. Da mesma forma que em Monteiro (2002, p. 87), pode-se considerar que se o preço da opção fosse maior, a carteira custaria menos que \$ 6,82 para ser montada, e renderia mais que a taxa de juros livre de risco. Caso o valor da opção fosse menor, poderia vender a carteira e com isso emprestar dinheiro a um custo menor do que a taxa de juros livre de risco.

O modelo binomial fornece uma visão dos fatores que determinam o valor das opções. O valor de uma opção não é determinado pelo preço esperado do ativo, mas sim pelo seu preço atual que, evidentemente, reflete expectativas sobre o futuro.

6.1.2.2 - Modelo Black-Scholes

No início dos anos 70, Ficher Black e Myron Scholes fizeram uma descoberta importante para precificação de opções de ações. Essa descoberta acabou tendo enorme influência sobre a forma de precificar e de se proteger de risco com opções pelos participantes do mercado.

Os achados de Black e Scholes se iniciaram com a dúvida: porque não utilizar a técnica de fluxo de caixa descontado para avaliar opções? Na verdade as primeiras tentativas de avaliar opções usaram o conceito de valor presente líquido (VPL) ou fluxo de caixa descontado (FCD). Segundo Para Ross, Westerfiel e Jaffe (2002, p. 487) as tentativas não foram bem sucedidas porque não se conseguia determinar a taxa de desconto apropriada. Uma opção geralmente tem mais risco do que a ação objeto, mas ninguém sabia dizer quão mais arriscada ela era.

Black e Scholes se debruçaram sobre o problema e verificaram que uma estratégia de endividamento para financiar a compra de ações reproduzia o risco de uma opção de compra. Já conhecendo o preço da ação, poderiam determinar o preço de uma opção de compra de modo que sua taxa de retorno fosse idêntica à da alternativa de compra da ação com capital de terceiros.

O modelo binomial fornece uma percepção intuitiva das determinantes do valor de uma opção, mas requer grande quantidade de dados de entrada, em termos de preço futuros esperados em cada nó da árvore. Já o modelo de Black-Scholes é um modelo reduzido do binomial, mas que reduz substancialmente as necessidades de informações.

A suposição básica que fundamenta o modelo de Black-Scholes é que os preços da ação seguem um movimento aleatório. Isso significa que mudanças proporcionais no preço da ação num curto período de tempo são normalmente distribuídas. Isso, por sua vez, implica que o preço da ação, a qualquer tempo no futuro, tem distribuição lognormal. Uma variável com distribuição normal pode ter qualquer valor, negativo ou positivo, ao passo que uma variável com distribuição lognormal só pode ser positiva. Uma distribuição normal é simétrica; uma distribuição lognormal é distorcida, com média, mediana e moda diferentes (HULL, 200, p. 265).

A idéia do modelo Binomial de considerar um valor de dois possíveis é algumas vezes criticada com a justificativa de que no prazo de um ano, por exemplo, haveria muito mais que duas possibilidades para o preço do ativo-objeto. Entretanto esse número de possibilidades é reduzido à medida que encurtamos o período considerado.

Para Ross, Westerfiel e Jaffe (2002, p. 488), a idéia fundamental de Black e Scholes foi de se encurtar o período considerado. Black e Scholes mostraram que uma combinação específica entre a ação e um empréstimo pode realmente reproduzir uma opção de compra num período infinitesimal (reduzido). Como o preço da ação variará no primeiro instante, uma nova combinação entre a ação e um empréstimo será necessário para reproduzir a opção de compra no segundo instante, e assim por diante. Ajustando-se a combinação de momento a momento, torna-se possível reproduzir a opção de compra continuamente.

O valor de uma opção de compra no modelo de Black-Scholes pode ser expresso como função das seguintes variáveis:

- S : valor atual do ativo-objeto;
- X : preço de exercício da opção;
- t : tempo remanescente até o vencimento da opção;
- r : taxa de juros livre de risco correspondente à vida da opção;

➤ σ^2 : variância (volatilidade) do preço do ativo-objeto.

A fórmula abaixo representa o modelo de avaliação de opções de Black-Scholes:

$$C = SN(d_1) - Xe^{-rt}N(d_2)$$

onde:

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

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

A versão do original do modelo de Black-Scholes apresentado acima, não leva em consideração a possibilidade de exercício antecipado nem o pagamento de dividendos. Ambos impactam no valor da opção, por isso alguns ajustes podem ser feitos com intuito de melhorar a avaliação.

Dividendos

O pagamento de dividendos reduz o preço da ação. Conseqüentemente, as opções de compra se desvalorizarão e as opções de venda serão valorizadas à medida que os pagamentos de dividendos foram aumentados.

Se se espera que o rendimento dos dividendos (y = dividendos / valor atual do ativo) do ativo-objeto mantenha-se inalterado durante a vida da opção, o modelo de Black-Scholes pode ser modificado para levar em conta os dividendos (HULL, 2000, p. 281; DAMODARAN, 2001, p. 450; COPELAND e WESTON, 1988).

$$C = Se^{-yt}N(d_1) - Ke^{-rt}N(d_2)$$

onde:

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

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

Com “ Se^{-yt} ” o valor do ativo é ajustado a valor presente pela taxa de rendimento dos dividendos para levar em conta a queda esperada de valor decorrente do pagamento de dividendos. Também em “ $r - y$ ” (d_1) a taxa de juros é compensada pelos rendimentos dos dividendos para refletir o custo de inatividade relativo à detenção da ação (na carteira replicante).

6.2 – Opções Reais

A Teoria de Precificação de Opções foi inicialmente desenvolvida para aplicação em opções financeiras (ativos financeiros), mas com algumas adaptações a teoria também pode ser aplicada a opções reais (ativos reais), como por exemplo, o patrimônio da empresa ou um projeto individual (GODOY, 2001, p. 11).

Opções reais são congêneres das opções financeiras. A diferença básica é que as primeiras são aplicadas a ativos reais, como fábricas, linha de produtos, pesquisa e desenvolvimento e investimentos em recursos naturais, já as opções financeiras estão ligadas a ativos financeiros, moedas, taxa de juros, câmbio.

Dada a premissa básica de que o objetivo financeiro da empresa é maximizar a riqueza dos investidores na empresa, analisar projetos de investimentos é sinônimo de avaliação de projetos de investimentos: um projeto de investimento só deve ser aceito e executado se seu valor exceder seu custo e se essa aceitação aumentar o valor da riqueza dos proprietários do capital⁵².

6.2.1 – Fluxo de Caixa Descontado e Valor Presente Líquido

Tempos atrás a técnica de *payback* reinava suprema, a técnica de fluxo de caixa descontado originada dos trabalhos de John Hicks (1984) e Irving Ficher (1988) gradualmente

⁵² Investimento pode ser definido como o ato de incorrer em custos imediatamente com a expectativa de obter retornos no futuro.

foi ganhando adeptos e conquistando seu lugar entre as técnicas de medir a riqueza gerada em um investimento. Aos poucos, também a técnica de valor presente líquido passou a dividir seu espaço com os modelos de precificações de opções.

Segundo o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a forma de apuração do preço de venda das empresas privatizadas foi feita da mesma forma objetiva que se determina no mundo inteiro, ou seja, com base no que a empresa pode render, no futuro, a seus compradores, considerando um horizonte de décadas. Uma vez estimados os lucros futuros, os avaliadores calculam o valor, no presente, desses resultados futuros. Ainda segundo o BNDES, essa metodologia de definição do preço de empresas, utilizada internacionalmente, é denominada “fluxo de caixa descontado (FCD) (*discounted cash flow - DCF*)”. Essa técnica foi empregada para a definição dos preços mínimos de venda de todas as empresas privatizadas até hoje no Brasil⁵³.

A idéia implícita no método FCD (DCF ou VPL) é de que a empresa tem uma vida de duração indefinida, portanto, os acionistas, ao vendê-la, negociam não somente os ativos em si, mas os direitos sobre o resultado de curto prazo e principalmente sobre o fluxo de resultados futuros.

O FCD avalia a empresa através dos fluxos de caixa que ela é capaz de gerar, descontados a uma taxa que procura refletir o custo de oportunidade e o risco da empresa, não se preocupando inicialmente com os valores específicos dos ativos, por exemplo, estoques e instalações, mas sim com o potencial de lucros econômicos que a empresa pode trazer aos investidores.

Exemplo⁵⁴.

A Cia. de Petróleo Enxofre está considerando a possibilidade de comprar em um leilão da ANP uma área potencial pouco explorada do recôncavo baiano. A ANP exige um preço

⁵³ BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. www.bndes.gov.br, perguntas e respostas sobre privatizações federais.

⁵⁴ Baseado no exemplo de Ross, Westerfield, Jaffe (1995, p. 458).

mínimo de \$20.000 por essa propriedade. Segundo estimativas, os custos iniciais de perfuração totalizarão \$800.000. A empresa espera que 15.000 barris de petróleo possam ser extraídos a cada ano por várias décadas. Como a data de término do projeto está distante e é de difícil estimação, a empresa trata a série de fluxos de caixa como se fosse uma perpetuidade. Com o preço do barril de petróleo a \$20, e os custos de extração a \$14 por barril, a empresa prevê uma margem líquida unitária de \$6. Supondo uma taxa real de desconto de 12% e a inexistência de impostos. Deveria a Cia. Enxofre adquirir essa área?

O valor presente líquido (VPL ou FCD) do projeto para a Cia. Enxofre é:

$$-\$70.000 = \frac{(\$20 - \$14) \times 15.000}{0,12} - \$20.000 - \$800.000$$

De acordo com esta análise, a Cia. Enxofre não deveria adquirir a área.

A empresa contratou um estudo de um banco de investimento sobre o mercado de petróleo. Este estudo constatou que: a) o preço do petróleo pode subir com a inflação; b) a OPEC está considerando um acordo de longo prazo que elevaria o preço do petróleo a \$40 por barril; c) há rumores de uma possível descoberta pela Petrobrás de um mega campo no litoral capixaba, nesse caso o preço do barril cairia para \$15 por muitos anos, se esses rumores forem confirmados.

Se o preço do petróleo elevar para \$40 por barril, o VPL do projeto seria:

Entretanto, se o preço do barril de petróleo cair para \$15, o VPL (DCF) do campo de petróleo seria ainda mais negativo do está sendo avaliado hoje.

$$-\$695.000 = \frac{(\$15 - \$14) \times 15.000}{0,12} - \$20.000 - \$800.000$$

Neste caso, qual deveria ser a decisão da empresa, comprar ou não comprar a área?

Explorar ou postergar a exploração do campo?

O método do fluxo de caixa descontado (FCD ou VPL) avalia uma empresa, um projeto ou um conjunto de projetos, supondo que as decisões futuras serão ótimas. Entretanto, a empresa toma decisões de investimento e operacionais num projeto durante toda a vida deste último. Na verdade não se sabe ainda quais serão essas decisões, porque grande parte das informações relevantes ainda está para ser descoberta. A capacidade da empresa de adiar suas decisões de investimento e operacionais até a divulgação dessa informação é uma opção.

Segundo Damodaran (1997, p. 13), os modelos de avaliação pelo fluxo de caixa descontado têm que ser modificados em alguns casos – para empresas cíclicas, empresas em dificuldades financeiras, empresas com opções de produtos especiais ou em projetos e empresas de capital fechado.

Essa afirmação está estreitamente relacionada ao fato de que alguns ativos, que apresentam valor implícito, mas não estejam produzindo fluxos de caixa atualmente e não se espera que o façam no futuro próximo, podem não ser plenamente avaliados nos modelos FCD.

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.

Nesses casos, Damodaran (2001, p. 16) recomenda três possíveis soluções:

- 1) Avaliar as opções de produtos no mercado aberto e somá-las ao valor decorrente da avaliação pelo FCD.
- 2) Utilizar uma taxa de crescimento mais elevada.
- 3) Utilizar o modelo de precificação de opções para avaliar as flexibilidades, e somar

o valor obtido ao valor apurado na avaliação tradicional pelo fluxo de caixa descontado.

A metodologia do fluxo de caixa descontado para avaliar determinadas empresas ou projetos parece incompleta, pois falha na apuração de certas flexibilidades gerenciais (operacionais) de uma empresa, como a opção em adiar um investimento, de expandir ou reduzir a escala de investimento, de abandonar um projeto, iniciar e encerrar uma operação, e também nas opções implícitas em várias fontes de financiamentos.

O VPL ou *Net Present Value (NPV)* utilizada no cálculo do FCD não consegue capturar certas oportunidades (flexibilidades) gerenciais que algumas empresas possuem. Essas flexibilidades podem ser capturadas apenas pela técnica de Árvore de Decisão e pelo Modelo de Precificação de Opções.

Exemplo:

Voltando ao exemplo apresentado na introdução. Retomemos as questões.

- a) A Cia. Enxofre deve comprar a área?
- b) Explorar ou postergar a exploração do campo?

Supondo a aquisição da área, deverá a exploração ser iniciada? Se for iniciada, o VPL será de -\$70.000. Se for adiada até que se tenham mais informações, a escolha poderá ser melhor avaliada. Se o preço do barril de petróleo cair para \$15, a Cia. Enxofre não deverá perfurar o poço. Em vez disso, a empresa abandonaria o projeto, perdendo apenas os \$20.000 do preço de compra da área. Se o preço do barril de petróleo elevar-se a \$40, a perfuração deverá começar.

Portanto, ao adiar a decisão, a empresa investiria os \$800.000 para perfuração somente se o preço do petróleo se elevar. Assim ao adiar a decisão a empresa economiza \$800.000, na eventualidade de queda do preço.

Agora supondo que já soubéssemos a resposta da pergunta "b", deveria a área ser adquirida?

O valor presente líquido do projeto, com o preço subindo para \$40 por barril é de \$2.430.000, ao passo que o custo do terreno é de apenas \$20.000. Mesmo que a elevação do preço do petróleo não seja garantida, a Cia. Enxofre acredita que o retorno elevado justifica o risco do investimento.

Quando a Cia. Enxofre adquire a área, está de fato comprando uma opção de compra. Ou seja, uma vez adquirida a área, a empresa possui uma opção para comprar (explorar) um campo de petróleo por um preço de exercício igual a \$800.000. Neste caso, a empresa adia o exercício da opção até que surjam informações relevantes sobre o curso futuro dos preços do petróleo.

Dentro da empresa, qualquer situação que apresente a possibilidade de mudanças de curso, dependendo do resultado das incertezas, é uma situação à qual estão incorporadas opções reais.

A aplicação das opções reais é útil nas avaliações que apresentam um alto índice de incerteza e de flexibilidade. Uma comparação entre as técnicas de avaliação e os fatores de incerteza e flexibilidade é apresentada na ilustração 6.3.

INCERTEZA	Alta	✓ Análise de sensibilidade ✓ Simulação de Monte Carlo	✓ Opções reais
	Baixa	✓ DCF tradicional	✓ Árvore de decisão
		Baixa	Alta
FLEXIBILIDADE			

ILUSTRAÇÃO 6.3 – INCERTEZA E FLEXIBILIDADE

Na avaliação pelo FCD, as incertezas sobre o valor do investimento, tais como demanda, custos operacionais, preços e vida útil, aumentam o risco do investimento e

requerem, portanto, uma taxa de desconto mais elevada no cálculo de seu VPL, e quanto mais elevada for essa taxa, menor será o VPL do investimento. Na avaliação por opções reais (*real options*), o efeito é justamente o contrário. Quanto maior a incerteza em relação aos fluxos de caixa decorrentes das futuras oportunidades de investimentos que poderão ser geradas pelo projeto, maior o valor da opção (GODOY, 2001, p. 9).

No exemplo da empresa Cia. Enxofre, ela adquiriu uma opção de compra (explorar) de uma área pagando um prêmio (preço do terreno) de \$20.000 pelo direito de se beneficiar de movimentos ou eventos favoráveis ao projeto, sem ser demasiadamente penalizadas por movimentos ou eventos desfavoráveis ao projeto, uma vez que ela terá o direito, mas não a obrigação de realizar o investimento. Portanto, qualquer que seja a queda do preço do petróleo a empresa perderá no máximo o valor do preço da área, \$20.000.

6.2.2 – Irreversibilidade e Flexibilidade nas Decisões

Muitos acadêmicos, entre eles Dixit e Pindyck (1994), Trigeorgis (1995), Luehrman (1998), Amram e Kulatilaka (1999), Brennan e Trigeorgis (2000), Copeland e Antikarov (2001) e Damodaran (2002) e, gestores de empresas vêm reconhecendo que a regra do valor presente líquido (VPL ou *NPV*) e a abordagem do fluxo de caixa descontado (FCD ou *DCF*) para avaliar orçamentos de capital são inadequadas, pois não conseguem capturar as flexibilidades de adaptar e revisar futuramente as decisões em resposta a um comportamento inesperado do mercado.

A maioria das decisões de investimentos possui três importantes características, que podem variar gradativamente de investimento para investimento. Segundo Dixit e Pindyck (1994, p. 3), essas características interagem para determinar a decisão ótima dos investidores:

- a) a irreversibilidade;
- b) a incerteza sobre os fluxos futuros; e

c) o momento ideal para se fazer os investimentos.

Os investimentos são parcialmente ou completamente irreversíveis, depois que os custos iniciais com o investimento foram feitos, em parte eles são custos perdidos (*sunk cost*). Quanto às incertezas, o que normalmente se tem feito, é apurar as probabilidades das alternativas de resultados. Quem precisa tomar a decisão de um investimento, pode postergar a ação e esperar que novas e melhores informações sobre o futuro apareçam.

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.

Uma opção de compra no mercado de ações dá ao comprador o direito de comprar ações a um preço pré-determinado em algum momento no futuro, mas não dão a obrigação de

exercer esta opção. Similarmente, o sucesso de um investimento em pesquisa e desenvolvimento dá a empresa o potencial para colher os benefícios futuros da comercialização de um determinado produto por um custo de desenvolvimento. A posse ou direito de explorar uma mina ou um campo petrolífero dão a empresa à oportunidade de extrair o ouro ou petróleo, na quantidade e no momento que melhor se adapte aos seus planos operacionais e principalmente as suas expectativas de preços futuro no mercado.

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:

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

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 e/ou do fluxo de caixa descontado é uma teoria ortodoxa e, ainda relatam que:

“A teoria ortodoxa de investimento 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”.
(tradução livre)

O trabalho de Dixit e Pyndick (1994), provavelmente é o estudo mais citado e consultado sobre opções reais ou investimentos em condição de incerteza. Para eles, os investimentos em ativos reais são menos sensíveis às mudanças nas taxas de juros e nas políticas fiscais, e mais sensíveis à volatilidade e a incerteza sobre o ambiente econômico. Pela Teoria de Opções a volatilidade exerce forte influência sobre o valor da opção e, portanto, deve influenciar de forma igualitária o valor dos ativos na adaptação à ativos reais.

6.3 – 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 chave 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 caixa 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. O preço de exercício na opção financeira é similar ao valor do gasto de capital exigido para ser comprometido com a oportunidade de investimento.

O preço de mercado da ação nas opções financeiras é comparável ao valor presente dos fluxos de entradas de caixa que resultam de uma opção real.

O tempo em uma opção financeira, representado pela duração para sua expiração é

comparável a quantidade de tempo para que se possa agir com flexibilidade.

A volatilidade dos retornos da ação nas opções financeiras é precisamente similar a volatilidade dos potenciais fluxos de entradas.

Em ambas opções, financeiras e reais, a mesma taxa de juros livre de risco é utilizada; a diferença é que para opções financeiras, a taxa de juros livre de risco representa a taxa de retorno livre de risco, já para as opções reais ela representa a taxa que atualiza o valor do dinheiro no tempo. Os direcionadores que condicionam o valor das opções financeiras e reais podem ser observados na ilustração 6.4.

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	<i>rf</i>	Valor do dinheiro no tempo

ILUSTRAÇÃO 6.4 – VARIÁVEIS CHAVES DAS OPÇÕES FINANCEIRAS E REAIS

Para se avaliar um investimento (ativo ou projeto) através de opções reais é fundamental que se estabeleça uma correspondência entre as características do investimento e as cinco variáveis que determinam o valor de uma opção de compra.

Muitos investimentos envolvem gastos para comprar e construir um ativo produtivo. O valor gasto para explorar a oportunidade de um negócio é análogo ao exercício de uma opção. A quantia gasta corresponde ao *preço de exercício de uma opção* (X). O valor presente do ativo construído ou adquirido corresponde ao *preço da ação* (S). A duração de tempo em que a empresa pode diferir a decisão de investimento sem perder a oportunidade corresponde ao *tempo de expiração da opção* (t). A incerteza sobre o valor futuro dos fluxos de caixa do investimento, isto é, o nível de risco do investimento, corresponde à *variância (ou desvio padrão) dos retornos da ação* (σ^2). Finalmente, o valor do dinheiro no tempo é dado em ambos os casos pela *taxa de retorno livre de risco* (rf).

Segundo Luehrman (1998, p. 52), para precificar uma opção usando essas cinco variáveis geradas pelo investimento (projeto), aprendemos muito mais sobre o valor do investimento do que pelo uso da análise pelo fluxo de caixa descontado.

6.4 – Analogia Conceitual entre Opções Reais e Valor Presente Líquido⁵⁵

Os métodos tradicionais que descontam o fluxo de caixa (FCD ou DCF) avaliam o valor de uma oportunidade de investimento pelo cálculo do seu valor presente líquido (VPL ou NPV). O VPL é a diferença entre o valor presente dos fluxos de caixa de entrada gerados pelo investimento (ativo ou projeto) e os custos necessários para executá-lo.

$$VPL = \text{Valor presente dos ativos} - \text{Capital empregado no investimento}$$

Quando o VPL é positivo a empresa pode agregar valor pela decisão de investir. Quando o VPL é negativo, a empresa deve decidir por não investir.

O valor presente líquido (VPL) de um investimento pode ter o mesmo valor de uma opção quando a oportunidade de diferir este investimento pela empresa não se estende por muito tempo. Assim nesse momento, temos:

$$\text{Valor da opção} = S - X$$

ou

$$\text{Valor da opção} = 0$$

o que for maior. Mas é interessante notar que:

$$VPL = S - X$$

sabemos que S representa o valor presente dos ativos e X o valor do capital empregado no investimento. Para conciliar as duas abordagens, precisamos observar que quando o VPL é negativo ou nulo (como o valor da opção), a empresa não realiza o investimento. No curto prazo, ambas abordagens chegam no mesmo número e, portanto, na mesma decisão

⁵⁵ Este tópico está baseado nos trabalhos de Luehrman (1998) e Brealey e Myers (1992)

(ilustração 6.5).

VPL Convencional			Valor da Opção
VPL =	(valor dos ativos)	- (gastos necessários)	Quando $t = 0$, σ^2 e rf não afetam o valor da opção de compra. Somente S e X são relevantes. Na expiração, o valor da opção de compra é: $S - X$ ou 0 , o que for maior
VPL =	S	- X	Decisão: exercer ou não
Decisão: agora ou nunca			

ILUSTRAÇÃO 6.5 – VPL E OPÇÕES REAIS

Quando o VPL e a precificação por opções pode divergir? Quando a decisão de investimento pode ser diferida. Essa possibilidade de diferir, basicamente representa duas fontes de valor. Primeira, pela possibilidade de postergar gastos e, segundo, pela possibilidade de mudanças nas condições do investimento, ou seja, o valor do ativo operacional pode mudar de valor em função de novas informações.

Diferindo os Gastos

Pela possibilidade de postergar os gastos, valor de exercício (X), a empresa pode considerar que existe um ganho pela diferença entre os gastos de hoje e a economia pela postergação. Essa é uma fonte de valor da opção, que pode ser verificada pelo valor presente do preço de exercício $PV(X)$. Para calcular $PV(X)$ desconta-se o preço de exercício (X) pela taxa de juros livre de risco (rf):

$$PV(X) = \frac{X}{(1 + rf)^t}$$

Então se pode reescrever o valor presente líquido, $VPL = S - X$, usando $PV(X)$:

$$VPL_{modificado} = S - PV(X)$$

O VPL modificado é a diferença entre o valor do ativo (S) e o valor dos custos ajustados pelo valor do dinheiro no tempo $PV(X)$. O VPL modificado pode ser maior ou igual ao VPL original e, pode assumir um valor positivo, negativo ou zero. Mas é evidente que a decisão nunca seria tomada, pelas regras tradicionais do VPL, se este valor fosse nulo ou

negativo.

Para expressar o VPL modificado, Luehrman (1998, p. 53), usa a diferença entre S e $PV(X)$ e cria uma nova métrica: S dividido por $PV(X)$. Essencialmente substitui-se um possível valor nulo ou negativo do VPL modificado por um valor decimal que pode variar de zero a um. Essa nova métrica é representada por VPL_q , onde (q) representa a relação entre o custo e o valor do investimento (ativo ou projeto)⁵⁶.

$$VPL_q = \frac{S}{PV(X)}$$

Para verificarmos a relação e a diferença entre o $VPL_{\text{modificado}}$ e VPL_q , suponhamos que $S = 80$ e $PV(X) = 100$, o VPL seria igual -20 , mas o VPL_q seria igual a $0,80$. Então temos a relação que:

- Quando $VPL_{\text{modificado}}$ for positivo, VPL_q será maior que 1.
- Quando $VPL_{\text{modificado}}$ for negativo, VPL_q será menor que 1.
- Quando $VPL_{\text{modificado}}$ for zero, VPL_q será igual a 1.

Essa mudança de métricas, por enquanto, serve apenas para o propósito de classificação de projetos de investimentos.

Quantificando as Mudanças

A segunda fonte de valor adicional é a possibilidade de mudança de valor do ativo em função de novas informações, ou simplesmente a volatilidade acumulada. A volatilidade é uma das variáveis mais importantes para o cálculo do valor de uma opção.

A forma mais comum de se calcular a volatilidade é feita através do cálculo da variância (σ^2). Ativos com alta variância são mais arriscados que aqueles com menor variância.

O desvio padrão (σ) também pode ser usado como medida de volatilidade, a vantagem

⁵⁶ É perfeitamente reconhecível a similaridade entre o VPL_q e o conhecido q de Tobin, que mede a relação entre o valor de um ativo e seu custo de reposição. Para nós esse indicador representa a agregação de valor do ativo especificado.

é que ele apresenta seu resultados em reais (dólares) ou em pontos percentuais, já a variância apresenta em reais ao quadrado ou pontos percentuais ao quadrado.

Segundo Monteiro (2003, p. 115), a volatilidade indica a movimentação dos preços do ativo, ou a incerteza quanto aos retornos proporcionados por este ativo. O uso de dados históricos é uma das formas de se calcular o valor da volatilidade, para ela:

“Períodos históricos mais longos tendem a aumentar a média da volatilidade, enquanto períodos mais curtos podem revelar extremos desnecessários na volatilidade”

Avaliando a Opção

Com essas duas métricas, VPL_q e σ^2 ou σ , é possível calcular o valor de uma opção de compra usando o modelo de Black-Scholes, pois todas as variáveis necessárias estão contempladas nessas duas medidas. O VPL_q é a combinação de quatro das cinco variáveis necessárias para o modelo de Black-Scholes: S , X , rf e t . A volatilidade acumulada combina a quinta variável, σ^2 ou σ , com t .

O valor da opção será maior para VPL_q e σ^2 altos, ou seja, há uma relação direta entre o valor das opções e o indicador de valor presente e custo, bem como para a variância ou desvio padrão.

Mas, quais são as causas para um alto valor do VPL_q ?

1. Alto valor do ativo (S) ou baixo valor dos gastos necessários (X). Importante observar que o VPL_q é maior quando o valor presente dos gastos é menor (X).
2. Alta taxa de juros livre de risco (rf).
3. Longo espaço de tempo para expirar a decisão (t).

Mas, quais são as causas de uma alta volatilidade?

1. Alta incerteza sobre o valor do ativo.
2. Habilidade para diferir uma decisão de longo prazo.

A ilustração 6.6 apresenta uma sequência de alguns valores do VPL_q e a combinação

com alguns valores da volatilidade acumulada ($\sigma \sqrt{t}$)⁵⁷.

		V P L _q								
$\sigma \sqrt{t}$		0,80	0,84	0,90	0,94	1	1,02	1,04	1,06	1,08
	0,10	0	0,2	0,8	1,7	4,0	5,0	6,1	7,3	8,6
	0,20	1,5	2,3	4,0	5,4	8,0	8,9	9,9	10,9	11,9
	0,30	4,4	5,7	7,8	9,4	11,9	12,8	13,7	14,6	15,6
	0,40	8,0	9,4	11,7	13,4	15,9	16,7	17,5	18,4	19,2
	0,50	11,8	13,4	15,7	17,3	19,7	20,5	21,3	22,1	22,9
	0,60	15,8	17,4	19,7	21,3	23,6	24,3	25,1	25,8	26,6
	0,70	19,8	21,3	23,6	25,2	27,4	28,1	28,8	29,5	30,2
	0,80	23,7	25,3	27,5	29,0	31,1	31,8	32,4	33,1	33,8
	0,90	27,7	29,2	31,3	32,7	34,7	35,4	36,0	36,6	37,3

Fonte: Adaptado de Luehrman (1998)

ILUSTRAÇÃO 6.6 – VALOR DE UMA OPÇÃO (B&S) EM PERCENTAGEM DO VALOR DO ATIVO

Por exemplo, se o VPL_q de um investimento tem valor igual a 1,08 e volatilidade acumulada de 60%, o valor encontrado na ilustração 6.6 é de 26,6%. Isso significa que para estes parâmetros, o valor da opção é de 26,6% do valor do ativo. Se os ativos associados com um determinado projeto têm valor (S) de \$1.000, portanto, o projeto visto como uma opção tem um valor de \$266.

Depois de encontrar o valor gerado é necessário multiplicar o valor encontrado, pelo valor presente do ativo ou projeto (S). Por que o valor da opção \$266 é menor que o valor do ativo \$1.000? Analisamos as fontes extras de valor associadas com a opção de procrastinação de um investimento. Portanto, essas fontes extras de valor ocorrem em função da comparação do valor da opção com o valor presente líquido (VPL), e não da comparação entre o valor da opção e o valor presente do ativo (S). Neste exemplo, não havia qualquer expectativa de que o valor da opção fosse maior que o valor do ativo (S); a expectativa era de que fosse maior que o VPL , que representa a diferença entre o valor do ativo e os gastos necessários para implantar o projeto (X).

⁵⁷ Essa tabela foi adaptada do trabalho de Luehrman (1998), que por sua vez teve como base a tabela 6 do apêndice apresentado por Brealey e Myers (1992, ap 11) que procurava representar o valor de uma opção de compra em percentagem do preço de uma ação. A diferença é que no modelo de Brealey e Myers, o VPL_q era representado pelo preço da ação dividido pelo preço de exercício e aqui nós representamos o VPL_q pela divisão do valor do ativo (projeto) pelo valor presente dos gastos necessários para implementar o investimento.

Para completar, suponhamos que uma empresa tenha um ano (t) para decidir sobre um determinado investimento, a taxa de retorno livre de risco (rf) é de 5%, os gastos necessários para implantar o projeto é de \$1.250. Temos então que:

$$VP(X) = \frac{X}{(1 + rf)^n}$$

$$PV(X) = \frac{\$1.250}{1,05} = \$1.190$$

$$VPL_q = \frac{S}{PV(X)}$$

$$VPL_q = \frac{\$1.000}{1.190} = 0,84$$

Pelo cálculo convencional do valor presente líquido (VPL) seu valor é negativo:

$$VPL = S - X$$

$$VPL = \$1.000 - \$1.250 = -\$250$$

e o valor da opção será de:

$$Opção = \$1.000 \times 17,4\% = \$174$$

Portanto, o valor da \$174 é substancialmente maior que o valor de - \$250, encontrado pelo cálculo tradicional do VPL , o que poderia levar a tomada de uma decisão equivocada pelos gestores, pois rejeitariam um projeto economicamente viável.

6.5 – Tipos de Opções Reais

Segundo Monteiro (2003, p. 124) e Copeland e Antikarov (2001, p. 13) as opções reais podem ser classificadas primeiramente pelo grau de flexibilidade que oferecem. Suas classificações mais comuns são:

- **Opção de adiamento ou diferimento:** é comparável a uma opção de compra americana, encontrada na maioria dos projetos nos quais é possível postergar a decisão pelo início do investimento (ou projeto);

- **Opção de abandono:** é comparável a uma opção de venda americana, na qual pode-se abandonar o projeto permanentemente e realizar o valor de liquidação dos ativos investidos;
- **Opção de contração:** é comparável a uma opção de venda americana, em que se pode desinvestir (reduzir a dimensão) parte do valor do projeto, mediante a venda de uma fração do mesmo a um preço fixado, quando as condições futuras não forem favoráveis, nessas condições tornam-se valiosas.
- **Opção de expansão:** é comparável a uma opção de compra americana, é o inverso da opção de contração, permite o aumento do investimento (expansão do projeto) sob perspectivas de ambiente favorável no futuro.
- **Opção de conversão:** é comparável a uma carteira de opções de compra e venda americanas que permitem ao gestor, trocar a um custo prefixado, formas de operação. Por exemplo, empresas que utilizam energia de forma intensiva, mas que podem optar pelo fornecimento de usinas geradoras convencionais (elétrica, normalmente hidro) ou de usinas termelétricas (gás), quando os preços de cada uma delas lhe convierem. Outros exemplos são, as opções de sair e voltar a entrar em um ramo de atividade, ou de fechar e reabrir uma fábrica.

Além desses tipos básicos, é muito mais comum encontrarmos opções mais complexas do tipo compostas ou múltiplas:

- **Opções compostas:** podem ser enquadrados neste tipo de opção os investimentos feitos e planejados em fases. Projetos que podem ser paralisados ou adiados ao fim de cada fase. Assim, cada fase representa uma opção contingente ao exercício de outras opções presentes nas fases anteriores.
- **Opções múltiplas ou arco-íris:** são as opções afetadas por múltiplas fontes de

incerteza. Para Copeland e Antikarov (2001, p. 13):

“... a maioria das opções reais é afetada pela incerteza relativa ao preço de uma unidade de produto, da quantidade que pode ser vendida e das taxas de juro incertas que afetam o valor presente do projeto. Muitas das aplicações no mundo real exigem uma modelagem em termos de opções compostas do tipo arco-íris. A exploração e produção, pesquisa e desenvolvimento, e o desenvolvimento de novos produtos são exemplos de opções compostas do tipo arco-íris.”.

6.6 – 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.

Uma empresa que possui uma área ou adquiriu o direito de explorá-la, precisa completar três passos antes que possa refinar o petróleo encontrado: exploração, desenvolvimento e 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.

A ocorrência de resultado favorável na fase anterior, a empresa pode passar para a etapa de desenvolvimento, que inclui a instalação de equipamentos para extrair o óleo e/ou gás: normalmente se constrói instalações de acesso e aparelhamento, oleodutos, e perfuram-se poços de produção. Por meio dessas condições, as reservas não desenvolvidas são transformadas em reservas desenvolvidas, definidas como reservas com capacidade produtiva.

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 contemple todos os fluxos de caixa atribuídos ao três estágios. A ilustração 6.7 apresenta uma visão superficial das opções que podem ocorrer na atividade de exploração e produção de petróleo.

ILUSTRAÇÃO 6.7 – OPÇÕES EXISTENTES NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Caso a área seja uma concessão governamental, o governo impõe restrições de prazos para o desenvolvimento da área arrendada, que pode atingir, além do tempo total da concessão, o prazo para exploração e desenvolvimento, as chamadas exigências de abandono. Por meio dessas características a flexibilidade na exploração e no desenvolvimento podem ser vistas como opções da empresa na propriedade arrendada ou adquirida. O operador pode decidir por instalar a sua capacidade de extrair as reservas desenvolvidas, ou esperar para realizar o investimento. Dixit e Pindyck (1994) argumentam que a opção de postergar ou diferir o estágio de desenvolvimento é mais comum no setor petrolífero. O estágio de

desenvolvimento envolve uma grande quantia de capital, e não é nada fácil recuperar um investimento uma vez comprometido. Os estágios da exploração e de extração tipicamente envolvem gastos relativamente bem menores.

Segundo Damodaran (2001, p. 473) as empresas que exploram recursos naturais (minas ou reservas petrolíferas) têm sido tradicionalmente avaliadas através de técnicas de desconto de fluxos de caixa. A utilização dessas técnicas pode não ser adequada, dada as opções possuídas por estas empresas de manter os investimento intocados caso o preço do recurso caia, e de explora-los intensivamente se o preço subir.

Sanvicente e Minardi (1997), ao avaliarem o processo de privatização da Companhia Vale do Rio Doce, mencionam que existiam possibilidades da empresa postergar investimentos de exploração de reservas naturais, até que surgissem melhores preços para os minérios, concluíram que:

“A metodologia do valor presente, ao ignorar essas flexibilidades gerenciais subavalia projetos. Estas flexibilidades gerenciais são na realidade opções reais, que podem ser quantificadas de maneira análoga a opções financeiras”.

A exploração de recursos naturais é uma das áreas que mais tem sido utiliza para se fazer aplicações das opções reais, pois os preços dos ativos-objetos podem ser obtidos diretamente do mercado, principalmente no mercado internacional (DAMODARAN, 2001; COPELAND e ANTIKAROV, 2001; BRENNAN e TRIGEORGIS, 2000).

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 (ver ilustração 6.1).

Para que se possa 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, a ilustração 6.8 apresenta essas adaptações:

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)

ILUSTRAÇÃO 6.8 – OPÇÕES FINANCEIRAS E OPÇÕES REAIS NO SETOR PETROLÍFERO

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).

A aplicação de modelos de precificação de opções à avaliação de investimento em recursos naturais é examinada mais detalhadamente por Brennan e Schwartz (1985), Paddock, Siegel e Smith (1988), com os primeiros aplicando-os à avaliação de uma mina de

ouro e estes últimos a uma área petrolífera leiloadada. Outros trabalhos sobre o uso da teoria de opções no setor petrolífero: Ekern (1988), Dickens e Lohrenz (1996), Dias (1996)⁵⁸, Cortazar e Schwartz (1997), Moel e Tufano (2000), Saito e Schiozer (2000), Grafström e Lundquist (2002).

A maioria dos trabalhos sobre a aplicação de opções reais no setor de recursos naturais, e mesmo em outros setores, tem se concentrado basicamente em complexos modelos matemáticos que utilizam equações diferenciais por meio do Lema de Itô. Nesses trabalhos, os autores afirmam que o valor dos ativos-objetos segue um processo estocástico browniano.

Para propósito deste estudo, procurou-se esquivar de toda a complexidade matemática destes modelos matemáticos, foi usado o modelo de Black-Scholes como um modelo aceito e amplamente utilizado para avaliar opções..

A ilustração 6.9 apresenta a seguir uma lista de algumas empresas do setor que usaram opções reais em suas operações.

Empresa	Quando	Aplicação
Anadarko Petroleum	1994	Leilões de áreas potenciais no Golfo do México
Móbil	1996	Desenvolvimento de campo de gás natural
Exxon	Década de 1990	Exploração e extração de petróleo
Texaco	Década de 1990	Exploração e produção de petróleo

Fonte: Adaptado de Copeland e Antikarov (2001, p 77).

ILUSTRAÇÃO 6.9 – EMPRESAS DO SETOR PETROLÍFERO E OPÇÕES REAIS

Paddock, Siegel e Smith (1988; Apud COPELAND e ANTIKAROV, 2001) coletaram dados de lances apresentados por empresas, visando o direito de desenvolver explorações petrolíferas em 21 áreas. Eles calcularam o valor das concessões mediante um modelo de fluxo de caixa descontado pelo governo e utilizando uma opção real de diferimento. Verificaram que as duas abordagens chegaram a valores altamente correlacionados, mas que em média eles são apenas metade dos lances vencedores. O valor ligeiramente mais elevado

⁵⁸ O professor Marcos Dias da PUC Rio, tem sido o principal expoente brasileiro na aplicação de opções reais no setor petrolífero. Seus trabalhos têm se concentrado no uso de modelos matemáticos para avaliar projetos no setor. Mas, sua contribuição também pode ser ressaltada pela montagem e disponibilidade de um banco de estudos, apresentações e planilhas sobre a teoria de opções (financeiras e reais).

gerado pelo método das opções reais de diferimento foi inadequado para explicar os preços pagos nos leilões de áreas potenciais. Os autores especularam que os lances elevados poderiam ser uma consequência da oferta de um preço vencedor bem mais elevado do que os demais participantes, ou seja, que o vencedor tenha ofertado uma quantia bem maior que o valor das reservas potenciais (maldição do vencedor).

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.

Portanto, nesse estudo pretende-se avaliar as reservas provadas de óleo e gás de algumas empresas que exploram e produzem petróleo. Como as reservas provadas são divididas em reservas desenvolvidas e não desenvolvidas, o valor das reservas desenvolvidas será calculado pela técnica tradicional do fluxo de caixa descontado (*FCD*) e, para avaliar a flexibilidade de desenvolvimento das reservas não desenvolvidas será utilizada a teoria de opções (reais). Assim, devido à simplicidade de alimentação dos dados, o modelo de *Black-Scholes* será empregado para avaliar a flexibilidade que as empresas analisadas possuem em postergar o desenvolvimento de suas reservas não desenvolvidas

Capítulo 7

AVALIAÇÕES E RESULTADOS

O objetivo deste capítulo é apresentar o desenvolvimento empírico deste estudo, juntamente com a análise dos resultados obtidos.

7.1 – 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, ilustração 7.1.

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

Empresas	2000	2001	2002
Petrobras	72.081	68.227	77.948
Chevron-texaco	85.250	87.275	88.276
Occidental	14.292	14.827	15.359
Anadarko	13.456	15.305	15.482
Apache	6.033	7.407	7.754
Shell	143.396	140.673	142.694
Conoco-Phillips	35.971	36.825	57.217
BP-Amoco	111.738	120.105	129.427
Amerada Hess	6.292	8.688	6.858
Exxon-Mobil	156.645	156.213	158.451

ILUSTRAÇÃO 7.1 - VALOR O&G (VOG)

Conforme foi mencionado na introdução deste trabalho, 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 7.1 representam o *fair value* que servirá de base para medir o poder informacional de cada metodologia de avaliação.

Os dados para essa avaliação e os resultados individuais para cada empresa podem ser verificados no apêndice A.

7.2 – 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*).

A ilustração 7.2 apresenta o valor apurado das reservas provadas de óleo e gás das empresas analisadas pelo modelo do custo histórico.

Empresas	2000	2001	2002
Petrobras	12.182	12.899	12.446
Chevron-texaco	30.484	30.474	31.715
Occidental	10.033	10.277	10.738
Anadarko *	11.330	11.765	13.204
Apache *	6.250	7.277	7.727
Shell	25.184	30.195	47.283
Conoco-Phillips	11.210	12.581	28.616
BP-Amoco	48.745	50.740	53.369
Amerada Hess	3.493	7.287	6.160
Exxon-Mobil	44.253	44.733	49.764

* Usaram o método FC.

ILUSTRAÇÃO 7.2 - VALOR CONTÁBIL (VC F19)

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.

Os dados para essa avaliação e os resultados individuais para cada empresa podem ser verificados no apêndice A.

7.3 – 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%.

A ilustração 7.3 apresenta o valor das reservas provadas de óleo e gás para as dez empresas analisadas pelo modelo do fluxo de caixa descontado padronizado ou valor presente padronizado.

Empresas	2000	2001	2002
Petrobras	32.996	21.946	38.714
Chevron-texaco	65.988	30.144	61.191
Occidental	15.344	6.602	12.510
Anadarko	21.405	8.031	14.110
Apache	11.948	5.543	9.151
Shell	63.041	45.878	65.702
Conoco-Phillips	34.369	9.991	20.417
BP-Amoco	89.600	44.500	76.500
Amerada Hess	6.925	5.056	7.085
Exxon-Mobil	97.252	53.248	96.559

ILUSTRAÇÃO 7.3 – FLUXO DE CAIXA DESCONTADO PADRONIZADO (VP F69)

Os dados para essa avaliação e os resultados individuais para cada empresa podem ser verificados no apêndice A.

7.4 – 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 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 do mineral e seus custos de extração. A diferença entre essas abordagens está na consideração do preço do petróleo, pois o preço corrente pode ser considerado: a) como preço da *commodities* no mercado internacional, em 2000, preço médio de US\$ 30,37; ou b) preço efetivamente usado pela empresa em suas transações de venda, em 2002, para a BP-Amoco US\$ 22,34⁵⁹. A abordagem “b” representa melhor a avaliação de Hotelling do que a abordagem “a”, pois elimina do modelo de avaliação, as expectativas de preços muitas vezes irreais do mercado internacional.

A ilustração 7.4 apresenta o valor das reservas provadas de óleo e gás para as dez empresas analisadas pelo modelo do fluxo futuro de caixa ou modelo de Hotelling.

Empresas	2000	2001	2002
Petrobras	70.763	44.500	77.010
Chevron-texaco	121.701	60.648	119.522
Occidental	31.929	13.187	25.458
Anadarko	52.089	18.517	34.727
Apache	21.151	9.883	17.061
Shell	114.861	86.354	123.185
Conoco-Phillips	71.606	21.466	45.063
BP-Amoco	162.500	82.600	146.900
Amerada Hess	10.598	8.342	11.200
Exxon-Mobil	195.773	108.986	194.451

ILUSTRAÇÃO 7.4 – FLUXO FUTURO DE CAIXA (VF F69) OU HOTELLING

Os dados para essa avaliação e os resultados individuais para cada empresa podem ser verificados no apêndice A.

⁵⁹ Esse valor é uma ponderação dos preços médios verificado pela empresa durante o ano e as reservas existentes, tanto de óleo quanto de gás (ver limitações das avaliações no capítulo 2).

7.5 – 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..

A ilustração 7.5 apresenta o valor das reservas provadas de óleo e gás para as dez empresas analisadas pelo modelo da margem direta.

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

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.

Empresas	2000	2001	2002
Petrobras	160.576	92.730	117.444
Chevron-texaco	163.217	151.069	123.166
Occidental	40.783	22.407	30.189
Anadarko	37.954	33.062	31.464
Apache	20.330	16.738	16.209
Shell	285.431	244.281	255.521
Conoco-Phillips	97.904	67.128	127.710
BP-Amoco	313.797	203.053	257.843
Amerada Hess	21.683	19.274	(17.423)
Exxon-Mobil	392.727	259.385	268.857

ILUSTRAÇÃO 7.5 – MARGEM DIRETA (MD)

Importante observar que no ano de 2002 o valor da margem direta para a empresa Hamerada 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..

Os dados para essa avaliação e os resultados individuais para cada empresa podem ser verificados no apêndice A.

7.6 – 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 que conforme observa Assaf Neto (2003, p. 576):

“...o modelo de avaliação que atende com maior rigor ao enunciado da teoria de Finanças é o Fluxo de Caixa Descontado (FCD), metodologia amplamente adotada como base de cálculo do valor econômico de uma empresa. Em verdade, os ativos em geral e, em particular, uma empresa são avaliados por sua riqueza econômica expressa a valor presente, dimensionada pelo benefícios operacionais de caixa esperado no futuro e descontados por uma taxa de atratividade que reflete o custo de oportunidade dos provedores de capital.”

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).

A ilustração 7.6 apresenta o valor das reservas provadas de óleo e gás para as dez empresas analisadas pelo modelo do fluxo de caixa descontado.

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

Empresas	2000	2001	2002
Petrobras	39.917	39.347	39.669
Chevron-texaco	71.291	60.760	58.622
Occidental	10.404	9.530	9.715
Anadarko	10.254	15.019	13.673
Apache	7.053	7.095	6.419
Shell	94.535	86.320	86.300
Conoco-Phillips	13.690	18.051	27.643
BP-Amoco	94.370	74.187	64.056
Amerada Hess	6.719	9.590	7.418
Exxon-Mobil	107.496	102.010	96.353

ILUSTRAÇÃO 7.6 – FLUXO DE CAIXA DESCONTADO (FCD)

Os dados para essa avaliação e os resultados individuais para cada empresa podem ser verificados no apêndice A.

7.7 – 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), especificadas nos capítulos 2 e 5. 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.

A ilustração 7.6 apresenta o valor das reservas provadas de óleo e gás para as dez empresas analisadas. 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).

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

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.

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

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

onde:

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

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

Empresas	2000	2001	2002
Petrobras	55.608	54.043	50.344
Chevron-texaco	93.383	84.875	80.067
Occidental	12.056	12.628	11.692
Anadarko	10.036	18.303	16.258
Apache	7.714	9.397	8.599
Shell	140.302	117.167	103.766
Conoco-Phillips	16.350	26.480	38.451
BP-Amoco	106.356	115.227	107.904
Amerada Hess	8.689	10.393	7.951
Exxon-Mobil	138.275	132.991	115.116

ILUSTRAÇÃO 7.7 – OPÇÕES REAIS (OR)

Os dados para essa avaliação e os resultados individuais para cada empresa podem ser verificados no apêndice A.

7.8 – Análise dos Resultados

Os resultados encontrados na aplicação de cada uma das formas de avaliação das reservas de petróleo nas empresas analisadas é melhor entendido quando se verifica os dados levantados e apresentados nos apêndices deste estudo.

O valor encontrado é determinado como sendo o valor justo das reservas (ilustração 7.1) reflete o valor do estoque comprovado de óleo e gás para cada uma das dez empresas analisadas nesta pesquisa. Uma medida interessante pode ser criada ao calcular o valor justo de cada unidade de reserva, conforme ilustração 7.8.

Empresas	Valor Unitário de O&G		
	2000	2001	2002
Petrobras	7,38	7,37	7,40
Chevron-texaco	7,42	7,42	7,42
Occidental	6,58	6,61	6,64
Anadarko	6,53	6,64	6,65
Apache	5,55	5,85	5,91
Shell	7,50	7,49	7,49
Conoco-Phillips	7,17	7,18	7,33
BP-Amoco	7,46	7,47	7,48
Amerada Hess	5,62	6,05	5,74
Exxon-Mobil	7,51	7,50	7,51

ILUSTRAÇÃO 7.8 – VALOR UNITÁRIO DE O&G

Devido ao resultado encontrado na regressão das empresas do grupo 1, que gerou a equação da regressão com um intercepto negativo de 2.236,99, as empresas com menor

quantidade de reservas apresentam um valor de O&G relativamente inferior às aquelas empresas com maior estoque de petróleo.

Um indicador interessante que pode ser usado de forma semelhante ao *Q de Tobin*, pode ser calculado pela divisão do valor de O&G pelo valor contábil das reservas (valor capitalizado). Assim esse indicador pode ser usado como medida de eficiência na exploração de poços.

Um 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 7.9.

Empresas	Valor Contábil / Reserva		
	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

ILUSTRAÇÃO 7.9 – GASTOS CAPITALIZADOS POR BARRIL DE PETRÓLEO

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) e pela teoria de opções (OR) são as metodologias, juntamente com a margem direta, 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 7.10.

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

ILUSTRAÇÃO 7.10 – VALOR DA FLEXIBILIDADE POR BARRIL DE PETRÓLEO

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

A resposta mais precisa para esta questão está em três fatos; 1) a empresa apresenta os maiores níveis de gastos com desenvolvimento para cada unidade de reserva não desenvolvida (ver apêndice A); 2) pela teoria de opções o preço de exercício afeta negativamente o valor de uma opção de compra (ver capítulo 6); 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.

O maior *fair value* de reservas provadas encontrado em todas as empresas foi de US\$ 158.451 milhões verificados na empresa Exxon-Mobil no ano de 2002, e o menor valor, US\$

6.033 milhões, foi encontrado na empresa Apache, no ano de 2000 (apêndice B).

Pelas seis formas de avaliação analisadas, o valor contábil foi a técnica que apresentou menor conjunto de valores para cada ano, por outro lado, a avaliação pela margem direta apresentou os maiores valores em cada um dos anos (apêndice B).

Considerando conjuntamente as médias calculadas nos três anos analisados, para as dez empresas, pode-se destacar que (ver resultados no apêndice C):

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. A técnica que mais vezes apareceu como a segunda melhor forma de avaliação foi: fluxo de caixa futuro (Hotelling) e opções reais em 3 empresas.
3. A técnica que mais vezes apareceu como a terceira melhor forma de avaliação foi: fluxo de caixa descontado (FCD), 6 empresas.
4. 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 (ver resultados no apêndice D):

1. No ano de 2000, na média geral, a técnica de opções reais foi a que melhor captou 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.

A ilustração 7.11 apresenta as melhores técnicas de avaliação para cada um dos três anos e para cada uma das dez empresas analisadas (ver resultados no apêndice E).

Empresas	2000		2001		2002		Melhor Técnica
	1 ^a	2 ^a	1 ^a	2 ^a	1 ^a	2 ^a	
Petrobrás	VF FASB 69	OR	OR	VF FASB 69	VF FASB 69	OR	VF FASB 69
Chevron-texaco	OR	FCD	OR	FCD	OR	VP FASB 69	OR
Occidental	VP FASB 69	OR	VF FASB 69	OR	VP FASB 69	OR	VP FASB 69
Anadarko	Valor Contábil	FCD	FCD	OR	OR	VP FASB 69	OR
Apache	Valor Contábil	FCD	Valor Contábil	FCD	Valor Contábil	OR	Valor Contábil
Shell	OR	VF FASB 69	OR	VF FASB 69	VF FASB 69	OR	OR
Conoco-Phillips	VP FASB 69	OR	OR	VF FASB 69	VF FASB 69	OR	OR
BP-Amoco	OR	FCD	OR	VF FASB 69	VF FASB 69	OR	OR
Amerada Hess	FCD	VP FASB 69	OR	Valor Contábil	VP FASB 69	Valor Contábil	VP FASB 69
Exxon-Mobil	OR	VF FASB 69	OR	VF FASB 69	VF FASB 69	OR	OR
Melhor Técnica	OR		OR		VF FASB 69		OR

ILUSTRAÇÃO 7.11 – MELHORES TÉCNICAS PARA AVALIAR RESERVAS PROVADAS

Ao verificar os resultados da ilustração 7.11 nota-se que (ver apêndice E):

1. 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.

2. 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.
3. 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. Interessante observar que essa empresa foi a única em que o custo de capital considerado, para descontar os fluxos de caixa gerados pelas reservas provadas desenvolvidas, se baseou na no custo médio de seu sub-setor.
4. 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.
5. 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.
6. Na Amerada Hess, em cada ano analisado uma técnica diferente foi considerada a melhor técnica. Em 2000, FCD; em 2001, opções reais; e em 2002, Hotelling.

Para concluir qual a melhor forma de avaliação para as reservas provadas, com base na amostra de empresas e nos anos observados, verificou-se que o modelo de precificação de opções se mostrou como a melhor técnica para avaliar as reservas provadas das empresas do setor petrolífero (ver o conjunto de ilustrações no apêndice F).

7.9 – Análise de Sensibilidade das Opções Reais

Como toda a opção financeira, os valores das reservas provadas precificados pela teoria de opções são sensíveis às variações de seus direcionadores: a) valor presente do ativo; b) custos de desenvolvimento; c) taxa livre de risco; d) prazo de esgotamento das reservas; e) rendimento da produção; e e) volatilidade do preço do barril de petróleo.

O comportamento do valor de uma opção em relação a seus tradicionais direcionados foi apresentado no capítulo 6, conforme reprodução parcial na ilustração 7.12 abaixo:

Fator	Valor da Opção de Compra
<i>Aumento no preço do ativo</i>	<i>Aumenta</i>
<i>Aumento no preço de exercício</i>	<i>Diminui</i>
<i>Aumento da variância do valor do ativo</i>	<i>Aumenta</i>
<i>Aumento no prazo de vencimento</i>	<i>Aumenta</i>
<i>Aumento na taxa de juros</i>	<i>Aumenta</i>
<i>Aumento nos dividendos pagos</i>	<i>Diminui</i>

ILUSTRAÇÃO 7.12 – DIRECIONADORES DO VALOR DE UMA OPÇÃO DE COMPRA

Da mesma forma, no capítulo, 6 foram apresentadas algumas representações que procuraram comparar e adaptar a teoria de opções (financeiras): a) aos seus direcionadores; b) às opções reais; e ainda c) as opções no setor petrolífero, a ilustração 7.13 resume todos esses procedimentos.

Opções Financeiras por B&S	Variáveis	Opções Reais	Opções Reais no Setor Petrolífero
<i>Valor do ativo-objeto (ação)</i>	S	Valor presente dos ativos operacionais a serem adquiridos.	<i>Valor presente das reservas provadas estimadas (S)</i>
<i>Preço de exercício da opção</i>	X	Gastos necessários para adquirir os ativos.	<i>Custo total estimado para desenvolvimento das reservas estimadas (X)</i>
<i>Taxa de juros livre de risco</i>	t	Duração do tempo que a decisão pode ser diferida	<i>Período de devolução das reservas, ou a estimativa de quando as reservas serão exauridas, dado o nível atual de produção (t).</i>
<i>Volatilidade do ativo-objeto (ação)</i>	σ^2	Nível de risco dos ativos operacionais.	<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>	rf	Valor do dinheiro no tempo.	<i>Taxa de juros livre de risco (rf)</i>
<i>Rendimento de dividendos</i>	y	Redução do valor do ativo em função de algum pagamento.	<i>Receita anual líquida de produção estimada como percentual do valor da reserva.</i>

ILUSTRAÇÃO 7.13 – OPÇÕES FINANCEIRAS, OPÇÕES REAIS E SETOR PETROLÍFERO

Para verificar a elasticidade do valor das reservas provadas no ano de 2002 em relação a cada um dos direcionadores de valor das opções de desenvolvimento das reservas não desenvolvidas em cada empresa, foram utilizadas as seguintes variações em cada um dos parâmetros:

- Valor presente do ativo (S): acréscimo de 1% (aplicação do fator 1,01);
- Custo de desenvolvimento (X): acréscimo de 1% (fator 1,01);
- Período de exaustão das reservas (t): acréscimo de 1 ano;
- Taxa de juros livre de risco (r): acréscimo de 1% (por exemplo, onde era 4% passou para 5%);
- Variabilidade no preço do petróleo (σ ou Var): acréscimo de 1% (da mesma forma que em r);
- Taxa de produção das reservas (y): acréscimo de 1% (da mesma forma que em r);

Os resultados estão apresentados na ilustração 7.14.

2002	S	X	t	r	Var	y
Petrobras	1,14%	-0,14%	-4,61%	2,18%	0,49%	-17,55%
Chevron-texaco	1,44%	-0,43%	-1,89%	5,34%	2,31%	-16,46%
Occidental	1,32%	-0,34%	-2,44%	3,84%	1,32%	-15,09%
Anadarko	1,23%	-0,22%	-4,36%	2,53%	0,63%	-13,60%
Apache	1,52%	-0,47%	-2,09%	5,28%	2,38%	-14,78%
Shell	1,17%	-0,17%	-6,20%	2,11%	0,46%	-14,38%
Conoco-Phillips	1,11%	-0,11%	-4,11%	1,95%	0,42%	-19,06%
BP-Amoco	1,34%	-0,33%	-3,48%	4,54%	1,70%	-17,00%
Amerada Hess	1,85%	-0,81%	-1,68%	5,91%	3,58%	-12,27%
Exxon-Mobil	1,22%	-0,22%	-3,82%	2,88%	0,79%	-15,14%
Médias	1,3%	-0,3%	-3,5%	3,7%	1,4%	-15,5%

ILUSTRAÇÃO 7.14 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Com base na ilustração 7.14, pode-se verificar que o valor das reservas é altamente sensível à taxa de rendimento da produção (y), bem como ao prazo de esgotamento das reservas.

Exceto pelo tempo (t), todos os direcionadores se comportaram de acordo com que teoriza a precificação de opções. Ao ser elevado em 1 ano o prazo de esgotamento das reservas isso deveria influenciar para cima o valor das reservas provadas. Isso não aconteceu devido a taxa de rendimento da produção, que utiliza o prazo de esgotamento das reservas para ajustar o valor do ativo (S). Assim ao elevar o tempo, eleva-se simultaneamente o valor do rendimento da produção, portanto, influenciando negativamente o valor da opção.

A análise de sensibilidade objetiva identificar as variáveis estratégicas de um empreendimento, portanto, as variáveis chaves (direcionadores) são aquelas que provocam uma intensa variação (sensibilidade) na avaliação das reservas provadas desenvolvidas ou possuem um elevado nível de risco nas suas estimativas. Portanto, isso evidencia que a produção intertemporal, ou seja, a produção planejada afeta fortemente o valor das reservas provadas.

CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÃO

Considerações Finais

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.

Vários questionamentos têm sido feito sobre a relevância da informação dos gastos capitalizados pelo valor contábil para se avaliar as reservas provadas de óleo e gás das empresas do setor petrolífero. As críticas têm sido centralizadas na afirmação de que a abordagem objetiva e uniforme da contabilidade para o setor não produz informações justas sobre o valor das reservas provadas de óleo e gás das empresas.

As informações evidenciadas de acordo com os pronunciamentos SFAS nº 19 e SFAS nº 69 consideram que a quantidade de reservas provadas existente no final de um período devem ser avaliadas pelo preço e pelo custo existente naquele momento, ou seja, essa abordagem não antecipa futuras mudanças nos preços e nos custos do barril de petróleo e/ou gás. Essa suposição não é necessariamente verdadeira para as operações das atividades de exploração e produção de petróleo (E&P), onde o preço do óleo e do gás é fortemente influenciado pelas ações da *OPEC* e pela oferta e a procura, enquanto os custos são influenciados pelas condições inflacionárias locais e principalmente pelos avanços

tecnológicos para recuperação e a extração dos minerais.

A seleção da taxa de desconto de 10% pelo FASB foi notadamente mais uma decisão arbitrária para forçar a uniformidade, e não considera quaisquer fatores específicos das empresas, como por exemplo o risco, que diretamente influencia a determinação da taxa de desconto apropriada para cada empresa.

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 desses três fatores na avaliação de reservas provadas de óleo e de gás pode significar tanto uma sub-avaliação significativa das reservas, como levar a erros irreversíveis na tomada de decisões de investimentos.

Com a adoção do SFAS nº 69, as demonstrações contábeis divulgadas pelas empresas do setor petrolífero passaram a evidenciar a quantidade de reservas provadas, os gastos capitalizados, os gastos incorridos e uma estimativa do fluxo de caixa gerado pela comercialização futura das reservas provadas de petróleo. Com isso, vários estudos foram publicados com a intenção de questionar a qualidade das informações prestadas pelas empresas do setor. Alguns desses trabalhos concluíram que mesmo após várias alterações nas exigências de divulgação de informações ao mercado, a informação pelo custo histórico ainda

era superior às novas exigências de evidenciação do SFAS nº 69. Outros estudos, mais voltados para finanças, proclamavam a teoria de opções como um modelo apropriado para se avaliar ativos reais das empresas. A carência de estudos em contabilidade para o setor petrolífero e as deficiências dos modelos tradicionais de avaliação, em mensurar o principal ativo das empresas desse setor, influenciaram a investigação da aplicação das formas de avaliação na atividade motora dessas empresas.

Com o levantamento dos principais aspectos que envolvem a atividade de exploração e produção de petróleo, pode-se perceber que este setor apresenta características particulares que fazem com que, de certa forma, a existência da faculdade de utilização dos métodos de Capitalização Total e Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos tenham espaço nas práticas de contabilidade para o setor. Neste estudo, pode-se verificar inicialmente que, um desses métodos apresenta fortemente os fundamentos teóricos para sustentá-lo como uma forma mais precisa de evidenciar a capacidade da empresa em encontrar reservas de petróleo economicamente recuperáveis, mas ele falha ao refletir o valor real do maior ativo da empresa. O outro método não permite uma confrontação individual e direta entre os investimentos realizados e os resultados alcançados, mas apresenta maiores atributos para considerar que o valor real das reservas petrolíferas possa estar refletido nos valores capitalizados no ativo.

O saldo dos custos capitalizados na atividade de exploração e produção de óleo e gás deve indicar quanto a empresa já gastou na exploração e desenvolvimento das reservas provadas (SE) e não provadas também (FC), ou seja, é o valor histórico do investimento. Que deve ser comparado ao valor gerado pelas descobertas, para se medir o resultado de cada processo exploratório e não de toda a exploração, mas o método FC renuncia solenemente essa confrontação sábia da contabilidade, e que ainda é a base de sustentação do princípio do custo histórico.

Assim os custos incorridos devem representar os investimentos que foram feitos no período e que podem em algum momento no futuro gerar descobertas de reservas comerciais.

Evidentemente que ao capitalizar todos os gastos incorridos, as empresas que utilizam o método de Capitalização Total, evidenciarão pela contabilidade financeira um valor bem mais próximo do valor real das reservas provadas de petróleo que aquelas que usam o método de Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos. Entretanto, o uso do SE foca a informação no investidor, evidenciando o sucesso ou insucesso das operações da empresa. Assim, se for possível conjugar a informação fornecida pelo método SE em refletir a capacidade da empresa encontrar petróleo, com uma mensuração apropriada para esse sucesso, a contabilidade estará bem mais próxima de atender ao seu objetivo no setor petrolífero.

Utilizando uma forma medir o poder informacional de seis diferentes técnicas de avaliação de reservas provadas de petróleo, este estudo verificou que a capitalização dos gastos sob qualquer dos métodos empregados não possui nenhuma capacidade de capturar o valor justo desses ativos. Na pesquisa realizada, em apenas uma empresa (Apache) o valor contábil foi a melhor técnica de se apurar o valor das reservas petrolíferas, justamente em uma das empresas que fazia uso do método de Capitalização Total.

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 1 das 10 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 2 das 10 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 apresenta (exigida e divulgada) pelas empresas para refletir o potencial de benefícios da atividade de exploração e produção.

Conclusão

Baseadas nas demonstrações contábeis evidenciadas pelas empresas do setor petrolífero e nas informações sobre os preços do petróleo no mercado, neste estudo, a avaliação pelo modelo de precificação de opções se mostrou altamente superior como técnica para se avaliar as reservas provadas de óleo e gás das empresas do setor petrolífero. Em 60% dos casos foi a melhor técnica de apuração do *fair value* das reservas de petróleo.

Por outro lado, a avaliação pelo de caixa descontado 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 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*.

Um país com grande riqueza mineral como o Brasil não pode acreditar que essa riqueza é inteiramente exógena. O estoque de reservas petrolíferas economicamente recuperáveis é uma função do grau de conhecimento e dos melhoramentos técnicos de exploração, desenvolvimento, extração, de avaliação econômica em cada etapa da atividade de E&P, e também do nível de comprometimento com as melhores práticas de evidenciação das informações aos investidores.

A descoberta de novas jazidas minerais e a geração e exportação de conhecimento em mineração – detecção mineral, práticas de mineração e recuperação ambiental, tudo isso deve estar baseado numa sólida infra-estrutura de ensino e pesquisa.

Fertilidade Lógica

Alguns aspectos interessantes que poderiam ser considerados em estudos suplementares:

- 1) Usar a qualidade das descobertas ou das recuperações das reservas provadas para medir e diferenciar a capacidade de ampliação do fluxo de caixa ou da taxa de crescimento.
- 2) Usar preços diferenciados para o gás e o óleo. Naturalmente haverá dificuldades para se fazer essa separação no fluxo de caixa descontado

padronizado.

- 3) Usar duas variáveis para cálculo da volatilidade que alimenta o modelo de precificação de opções - a variabilidade do preço, como utilizado neste trabalho, e a variabilidade das descobertas de reservas.
- 4) Ao invés de usar o *fair value* como um valor derivado de um conjunto de fusões e aquisições realizadas no passado, usar o valor atribuído pelo mercado para a atividade de E&P de cada empresa.
- 5) Neste estudo foi comparado o *fair value* das reservas provadas de 10 empresas que foram fundidas ou adquiridas, com as avaliações de outras 10 empresas atuantes no mercado. Um ótimo estudo complementar poderia ser feito se fossem substituídas essas 10 empresas pelas próprias empresas alvos de fusões e aquisições, ou seja, analisaria o poder de cada técnica de avaliação com o próprio valor negociado de cada empresa.
- 6) Neste estudo, ao avaliar as reservas provadas por opções reais, foi considerada a opção existente na etapa de desenvolvimento das reservas provadas não desenvolvidas. Estudos posteriores poderiam se concentrar nas etapas de aquisição ou exploração das áreas.
- 7) Estudar os leilões de áreas realizados pela ANP, para se verificar a relação entre os preços ofertados pelas ofertas vencedoras, as diferentes técnicas de avaliação e o resultado alcançado na exploração e desenvolvimento efetivo de cada de campo.
- 8) Estudar e desenvolver parâmetros de análise das demonstrações contábeis das empresas do setor petrolífero, usando especificamente variáveis operacionais da atividade de E&P.
- 9) Estudar a teoria de opções como técnica de auxílio nas decisões de contratação

de fornecimento de gás, haja vista, as atuais discussões sobre os contratos de fornecimento.

- 10) Estudar a utilização e vantagem das opções reais como forma de estratégia para uso alternativo de fontes energéticas, por exemplo, distribuidora de energia x gerador particular a base de óleo combustível.

BIBLIOGRAFIA

- ADKERSON, R. C., *Can Reserve Recognition Accounting Work?* Journal of Accountancy, September 1979.
- ANP - Agência Nacional de Petróleo. *Anuário Estatístico do Petróleo e do Gás Natural 2002*. Rio de Janeiro: ANP, 2002.
- _____. *Anuário Estatístico do Petróleo e do Gás Natural 2003*. Rio de Janeiro: ANP, 2003.
- AMRAM, M. and KULATILAKA, N. *Real Option: Managing Strategic Investment in an Uncertain World*. Boston, Mass.: HBS Press, 1998.
- ASSAF NETO, A. *Finanças Corporativas e Valor*. São Paulo: Atlas, 2003.
- BIERMAN Jr. H., DUKES, R.E. and DYCKMAN, T.R. *Financial Accounting in Petroleum Industry*. Journal of Accountancy, October 1974.
- BREALY, R.A e MYERS, S.C. *Princípios de Finanças Empresarias*. Portugal: McGraw-Hill. 3ª edição, 1992.
- BRENNAN, M.J. and SCHWARTZ, E.S. *Evaluating Natural Resource Investments*. The Journal of Business 58, 1985.
- _____. and TRIGEORGIS, L. *Project Flexibility, Agency, and Competition*. New York: Oxford University Press, 2000.
- BROCK, H. R., KLINGSDDT, J.P. and JONES, D.M. *Petroleum Accounting: Principles, Procedures, & Issues*. Texas: Professional Development Institute, 3rd edition, 1990.
- BUCKLEY, A., TSE, K., RIJKEN, H. and EIJGENHUIJSEN, H. *Stock Market Valuation with Real Options: Lessons from Netscape*. European Management Journal, October 2002.
- CARNEIRO, J.M.T., CAVALCANTI, M.A. D.F. and SANTOS, E.M. *Strategic Positioning and Repositioning of Oil Companies in the Upstream Business: Understanding the Historical Evolution of Firm's Strategic Behavior*. Revue de l'Énergie, n° 506, mai 1999.
- CLÔ, A. *Oil Economics and Policy*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2000.
- COLLINS, D.W., DENT, W.T., O'CONNOR, M.C. *Market Effects of the Elimination of Full Cost Accounting in the Oil and Gas Industry*. Financial Analysts Journal. Nov/Dec 1978.
- 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.

- COPELAND, T. e ANTIKAROV, V. Opções Reais. Rio de Janeiro: Campus, 2001.
- _____. KOLLER, T. e MURRIN, J. Avaliação de Empresas: Mensurando e Gerenciando o Valor das Empresas. São Paulo: Makron Books, 3ª edição, 2002.
- _____. and KEENAN, P.T. How Much is Flexibility Worth? The McKinsey Quarterly, n. 2, 1998.
- COPPEL, J. Accounting for Reclamation Costs. Petroleum Accounting and Financial Management Journal, Fall/Winter 1990.
- CORTZAR, G. and SCHWARTZ, E. S. Implementing a Real Option Model for Valuing an Undeveloped Oil Field. International Transactions in Operational Research, nº 2, 1997.
- DAMODARAN, A. Avaliação de Investimentos. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2001.
- _____. , A Face Oculta da Avaliação. São Paulo: Makron Books, 2002.
- DEAKIN, E. B. Survey of Accounting Practices in the Oil and Gas Industry. Denton, Texas: _____ An Analysis of Differences between Non-Major Oil Firms Using Successful Efforts and Full Cost Methods. The Accounting Review. October, 1979.
- Institute of Petroleum Accounting, 1989.
- DELANEY, P.R., EPSTEIN, B.J., NACH, R. and BUDAK, S.W. Wiley GAAP 2002: Interpretation, and Application of Generally Accepted Accounting Principles. New York: John Wiley, 2002.
- DHALIWAL, 1988
- DIAS, M.A.G. Investimento sob Incerteza em Exploração & Produção de Petróleo. Rio de Janeiro: Dissertação de Mestrado defendida no Depto. de Engenharia Industrial da PUC-RJ, 1996.
- DICKENS, R.N. and LOHRENZ, J. Evaluating Oil and Gas Assets: Option Pricing Methods Prove no Panacea. Journal of Financial and Strategic Decisions, Summer 1996.
- DIXIT, A.K. and PINDICK, R.S. Investment Under Uncertainty. Princeton, N.J: Princeton University Press, 1994.
- DORAN, B.M. COLLINS, D. W. and DHALIWAL, D.S. The Information of Historical Cost Earnings Relative to Supplemental Reserve-Based Accounting Data in the Extractive Petroleum Industry. The Accounting Review, July 1988.
- EKERN, S. An option Pricing Approach to Evaluating Petroleum Projects. Energy Economics, April 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.
- FISHER, I. A Teoria do Juro. São Paulo: Nova Cultural, 1988.
- GALLUN, R.A. STEVENSON, J.W. and NICHOLS, L.M. Fundamentals of Oil & Gas Accounting. Oklahoma: PennWell Books, 4rd edition, 2001.
- GAZETA MERCANTIL. Reservas baixas elevam as cotações. 15 de maio de 2003.

GODOY, C.R. Comparação Teórica e Prática entre os Métodos de Contabilidade para Combinações de Empresas. São Paulo: FEA.USP. Dissertação de Mestrado, 2000.

_____. A Teoria de Precificação de Opções Aplicada à Avaliação de Empresas. São Paulo: Revista de Contabilidade CRCSP, nº 17, 2001.

GRAFSTRÖM, C. and LUNDQUIST, L. Real Option Valuation vs. DCF Valuation: An Application to a North Sea Oilfield. Master's Thesis in Financial Economics, School of Business, Stockholm University. Spring 2002.

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.

HENDRIKSEN, E.S. e VAN BREDA, M. F. Teoria da Contabilidade. São Paulo: Atlas, 1999.

HOTELLING, H. The Economics of Exhaustible Resources. The Journal of political Economy. April 1931, nº 39, vol 2.

HULL, J. C. Introdução aos Mercados Futuros e de Opções. São Paulo: BM&F e Cultura, 2ª edição, 2000.

_____. Options, Futures, and other Derivatives. Prentice-Hall, 3rd edition, 1997.

IASB. IAS nº 1- Presentation of Financial Statements.

IJIRI, Y. Oil and Gas Accounting – Turbulence in Financial Reporting. Financial Executive. August, 1979.

IEA/OECD - International Energy Agency. A Users' Guide to the IEA Oil Market Report. Paris: Oil Industry and Markets Division, 1999.

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.

KÖCHE, J.C. Fundamentos de Metodologia Científica. Editora Vozes, 21ª edição, 2003.

LESLIE, K.J. and MICHAELS, M.P. The Real Power of Real Options. The McKinsey Quarterly, n. 3, 1997.

LEV, 1979

LISBOA, L.P. e SCHERER, L.M. Fair Value Accounting e suas Aplicações nas Atividades Agropecuárias. Revista Brasileira de Contabilidade, nov/dez 2000.

LUERMAN, T.A. Investment Opportunities as Real Options: Getting Started on the Numbers. HBR, July-August, 1998.

_____. What's it Worth? A General Manager's Guide to Valuation. HBR, May – June, 1997.

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.

MINADEO, R. Petróleo: A Maior Indústria do Mundo?. Rio de Janeiro: Thex, 2002.

MINARDI, A.M.A.F. Teoria de Opções aplicada a Projetos de Investimento. Revista de administração de Empresas - RAE, abr/jun 2000.

MONTEIRO, R. G. Contribuições da Abordagem de Avaliação de Opções Reais em Ambientes Econômicos de Grande Volatilidade – uma Ênfase no Cenário Latino-Americano. São Paulo: dissertação de mestrado defendida na FEA.USP, 2003.

NAGGAR, A. Oil and Gas Accounting: Where Wall Street Stands. Journal of Accountancy, September 1978.

NEIVA, J. Conheça o Petróleo. Rio de Janeiro: Ao Livro Técnico, 5^a edição, 1986.

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.

Petrobrás, Petróleo Brasileiro S/A. Relatórios Anuais. Rio de Janeiro, 1999 - 2002

_____. Formulários 20-F. Rio de Janeiro, 2000 - 2002.

_____. O Petróleo e a Petrobrás. Rio de Janeiro, Jun 1995.

PINDYCK, R.S. RUBINFELD, D.L. Microeconomia. São Paulo: Makron Books, 4^a edição, 1999.

PRICEWATERHOUSECOOPERS. Petroleum Industry Review. 1998.

RAPPAPORT, A. e MAUBOUSSIN, M. J. Análise de Investimentos. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

RICARDO, D. Princípios de Economia Política e Tributação. São Paulo: Nova Cultural, 3^a edição, 1988.

ROCK, M.L., ROCK, R.H. and SIKORA, M. The Mergers & Acquisitions Handbook. McGraw-Hill. 2nd edition, 1990.

ROSS, S. A., WESTERFIELD, R. W. e JAFFE, J.F. Administração Financeira. São Paulo: Atlas, 2^a edição, 2002.

SAITO, R. SCHIOZER, D. e Castro, G. N. Simulação de Técnicas de Engenharia de Reservatórios: exemplo de utilização de opções reais. Revista de Administração de Empresas – RAE. São Paulo: Abr/Jun, 2000.

SANVICENTE, A. Z., MINARDI, A. M. A. F. A que Taxa de Desconto Deveriam ter sido Avaliadas as Ações da Companhia Vale do Rio Doce? Relatório de Pesquisa – IBMEC. Set. 1997.

Securities and Exchange Commission – SEC. Accounting Series Releases 257 and 258 – Regulament SX 4-10. Washington, 1978.

SILVA NETO, L. Opções do Tradicional ao Exótico. São Paulo: Atlas e BM&F, 2000.

SPROUSE, R.T., MOONITZ, M. A Tentative set of Broad Accounting Principles for Business Enterprises. An Accounting Research Study. New York: AICPA, nº 3, 1962.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

TRIGEORGIS, L. Real Options in Capital Investment: Models, Strategies, and Applications. Westport, Conn.: Praeger, 1995.

WESTON, J.F. SIU, J.A. and JOHNSON, B. A. Takeovers, Restructuring, & Corporate Governance. NJ: Prntice-Hall, 3rd edition, 2001.

WILLIANS, J.R. Miller GAAP Guide 1997. San Diego: Harcourt Brace, 1997.

WOLK, H. I., FRANCIS, J.R. and TEARNEY, M.G. Accounting Theory: A Conceptual and institutiobal Approach. Massachusetts: Kent,

APÊNDICE A

Dados e Avaliações das Empresas

PETROBRÁS

Reservas Provasdas	1999	2000	2001	2002
Óleo	8.278,5	8.356,3	7.748,8	8.954,9
Gás	1.249,7	1.406,7	1.507,9	1.578,8
Bpc	7.498,4	8.440,0	9.047,5	9.472,8
TOTAL	9.528,2	9.763,0	9.256,7	10.533,7

Descobertas e Recuperação	1999	2000	2001	2002
Óleo	6,9	14,3	879,8	899,0
Gás	14,8	0,5	150,1	19,1
Bpc	88,5	2,7	900,8	114,4
TOTAL	21,7	14,8	1.029,9	918,1

Produção	1999	2000	2001	2002
Óleo	452,5	464,8	485,8	541,6
Gás	45,3	72,4	79,1	82,5
Bpc	271,7	434,1	474,6	494,8
TOTAL	497,8	537,2	564,9	624,1

Revisões	1999	2000	2001	2002
Revisões Óleo	1.253,6	618,1	(949,9)	825,1
Revisões Gás	404,7	231,9	69,0	122,9
Bpc	2.428,2	1.391,3	414,1	737,2
TOTAL	1.658,3	850,0	(880,9)	948,0

Reservas Desenvolvidas	1999	2000	2001	2002
Óleo	3.261,9	3.860,9	3.966,0	4.007,6
Gás	658,9	830,5	880,5	989,4
Bpc	3.953,6	4.982,7	5.282,8	5.936,4
TOTAL	3.920,8	4.691,4	4.846,5	4.997,0
Reservas Não Desenvolvidas	5.607,4	5.071,6	4.410,3	5.536,7

Fluxo de Caixa Padronizado	1999	2000	2001	2002
Fluxo Futuro	200.775	188.978	135.206	216.822
Custo Produção	(70.893)	(72.574)	(57.443)	(85.816)
Custo Desenvolvimento	(12.346)	(10.935)	(9.927)	(14.156)
LA Impostos	117.536	105.469	67.836	116.850
Impostos	(37.718)	(34.706)	(23.336)	(39.840)
Fluxo líquido Futuro	79.818	70.763	44.500	77.010
Desconto	(42.266)	(37.767)	(22.554)	(38.296)
FCD	37.552	32.996	21.946	38.714

Fluxo de Caixa Ajustado	1999	2000	2001	2002
Preço - WTI		30,37	25,93	26,16
Reservas		9.763,0	7.748,8	8.954,9
Fluxo Futuro		296.468	200.940	234.281
Custo Produção		(76.137)	(53.195)	(70.369)
Custo Desenvolvimento		(19.187)	(27.228)	(32.058)
LA Impostos		201.143	120.518	131.854
Impostos		(67.988)	(40.736)	(44.568)
Fluxo Futuro Líquido		133.156	79.782	87.287

INDICADORES					
	1999	2000	2001	2002	M
Taxa de Desenvolvimento		23,3%	14,2%	17,6%	18,4%
Varição: Res Desenvolvidas		19,7%	3,3%	3,1%	
Varição: Res Provasdas		2,5%	-5,2%	13,8%	3,7%
Taxa Descoberta	0,2%	0,2%	11,1%	8,7%	5,1%
Taxa de Produção		13,7%	12,0%	12,9%	12,9%
Prazo Esgotamento	19,1	18,2	16,4	16,9	17,6

Custos	1999	2000	2001	2002	
Custos Exploração	500	764	821	860	
Custo Desenvolvimento	2.208	2.570	2.530	2.773	
Custos Incorridos	2.708	3.334	3.351	3.633	
Desenvolvimento de Reservas (q)		1.307,7	720,0	774,6	
Custo Desenvolvimento (u)		1,97	3,51	3,58	3,02
Descobertas (q)		14,8	1.029,9	918,1	
Custo Exploração (Ct-1 / Dt) (u)		33,90	0,74	0,89	0,82
Custo Produção		4.189	3.878	4.904	
I Renda		2.232	3.127	2.231	
Custo Produção		6.421	7.005	7.135	
Produção (q)		537,2	564,9	624,1	
Custo Produção (u)		11,95	12,40	11,43	11,93
Custo Produção (u)		7,8	6,9	7,9	7,51
I Renda (u)		4,2	5,5	3,6	4,42
Custo Total (u)		47,82	16,66	15,91	16,28

INDICADORES				
	1999	2000	2001	2002
Receitas		12.590	10.499	13.330
Resultado		4.299	3.127	4.220
Ativo		13.697	14.989	14.822
Ativo Total		39.215	36.864	32.018
Ativos - Outros		25.518	21.875	17.196
Participação no Ativo - O&G		35%	41%	46%
Custo Capitalizado - SE		12.182	12.899	12.446
Custo Capitalizado - FC				
Valor O&G - Y		72.081	68.227	77.948

PETROBRÁS

Estimativas Empresa	2000	2001	2002	M
Reservas	9.763,0	9.256,7	10.533,7	
Res. Desenvolvidas	4.691,4	4.846,5	4.997,0	
Res. Não desenvolvidas	5.071,6	4.410,3	5.536,7	
Preço	19,36	14,61	20,58	
Custo produção (u) *	(7,43)	(6,21)	(8,15)	(7,26)
Custo Desenvolvimento	(2,16)	(2,25)	(2,56)	(2,32)
Tempo de Desenv	4	7	6	6
Impostos *	(3,55)	(2,52)	(3,78)	(3,29)
Impostos	33%	34%	34%	34%
Tempo de Exaustão	18	16	17	17
FC Futuro	188.978	135.206	216.822	
Custos Produção	(72.574)	(57.443)	(85.816)	(7,26)
Custos Desenvolvimento	(10.935)	(9.927)	(14.156)	(2,32)
L A Impostos	105.469	67.836	116.850	
Impostos	(34.706)	(23.336)	(39.840)	34%
FC Liq Futuro	70.763	44.500	77.010	
Desconto	(37.767)	(22.554)	(38.296)	
FCD Padronizado	32.996	21.946	38.714	

PETROBRÁS

	2000	2001	2002
Reservas Não Desenv	5.071,6	4.410,3	5.536,7
Preço	30,37	25,93	26,16
Custo Desenvolvimento	2,16	2,25	2,56
Custo Produção	10,99	8,73	11,93
Preço Exercício	10.935	9.927	14.156
Valor do Ativo	98.278	75.880	78.806
Vencimento	18	16	17
Variância	16,30%	16,22%	16,11%
Taxa Livre de Risco	5,74%	4,65%	4,19%
Rendimentos (<i>dividend yield</i>)	5,40%	4,74%	5,07%

	2000	2001	2002
Rendimentos (1 = sim)	1	1	1
X (exercício)	10.935	9.927	14.156
r (taxa livre de risco)	5,7%	4,7%	4,2%
Var	16,3%	16,2%	16,1%
t (tempo)	18,2	16,4	16,9
D1	2,1729	2,0535	1,7749
D2	0,4515	0,4231	0,1259
ND1	0,9851	0,9800	0,9620
ND2	0,6742	0,6639	0,5501
S (ajustado)	36.851	34.878	33.474

S (valor do ativo)	98.278	75.880	78.806
Divid (y)	5,40%	4,74%	5,07%
S (ajustado)	36.851	34.878	33.474

Valor Estimado			
C	33.707	31.105	28.362

	2000	2001	2002
Res. Não desenvolvids	33.707	31.105	28.362
Res. Desenvolvidas	21.901	22.938	21.982
Reservas	55.608	54.043	50.344

PETROBRÁS				
VARIÁVEIS	1999	2000	2001	2002
Reservas Provadas		9.763,0	9.256,7	10.533,7
VOG - Y		72.081	68.227	77.948
VC (F19)		12.182	12.899	12.446
VP (F69)		32.996	21.946	38.714
VF (F69)		70.763	44.500	77.010
MD		160.576	92.730	117.444
FCD		39.917	39.347	39.669
OR		55.608	54.043	50.344

CHEVRON-TEXACO

Reservas Provasdas	1999	2000	2001	2002
Óleo	8.264,0	8.519,0	8.524,0	8.668,0
Gás	2.860,5	2.974,0	3.235,0	3.222,5
Bpc	17.163,0	17.844,0	19.410,0	19.335,0
TOTAL	11.124,5	11.493,0	11.759,0	11.890,5

Descobertas e Recuperação	1999	2000	2001	2002
Óleo	588,0	836,0	644,0	681,0
Gás	230,3	235,7	287,0	161,5
Bpc	1.382,0	1.414,0	1.722,0	969,0
TOTAL	818,3	1.071,7	931,0	842,5

Produção	1999	2000	2001	2002
Óleo	747,0	731,0	714,0	692
Gás	283,2	272,2	268,8	266,2
Bpc	1.699,0	1.633,0	1.613,0	1.597,0
TOTAL	1.030,2	1.003,2	982,8	958,2

Revisões	1999	2000	2001	2002
Revisões Óleo	(40,0)	250,0	(61,0)	150
Revisões Gás	116,0	173,8	232,8	12,8
Bpc	696,0	1.043,0	1.397,0	77
TOTAL	76,0	423,8	171,8	162,8

Reservas Desenvolvidas	1999	2000	2001	2002
Óleo	5.986,0	5.668,0	5.863,0	5.696,0
Gás	2.121,7	2.196,0	2.262,3	2.175,2
Bpc	12.730,0	13.176,0	13.574,0	13.051,0
TOTAL	8.107,7	7.864,0	8.125,3	7.871,2
Reservas Não Desenvolvidas	1999	2000	2001	2002
	(63.427)	(72.199)	(80.653)	(78.910)

Fluxo de Caixa Padronizado	1999	2000	2001	2002
Fluxo Futuro	207.860	271.845	181.433	278.740
Custo Produção	(35.041)	(25.419)	(26.354)	(17.902)
Custo Desenvolvimento	(28.386)	(46.720)	(54.299)	(61.008)
LA Impostos	144.433	199.706	100.780	199.830
Impostos	(58.035)	(78.005)	(40.132)	(80.308)
Fluxo líquido Futuro	86.398	121.701	60.648	119.522
Desconto	(40.548)	(55.713)	(30.504)	(58.331)
FCD	45.850	65.988	30.144	61.191

Fluxo de Caixa Ajustado	1999	2000	2001	2002
Preço - VTI		30,37	25,93	26,16
Reservas		11.493,0	8.524,0	8.668,0
Fluxo Futuro		349.003	221.043	226.775
Custo Produção		(49.184)	(39.722)	(41.351)
Custo Desenvolvimento		(59.213)	(30.885)	(55.345)
LA Impostos		240.607	150.436	130.079
Impostos		(95.496)	(59.708)	(51.628)
Fluxo Futuro Líquido		145.110	90.728	78.451

INDICADORES					
	1999	2000	2001	2002	M
Taxa de Desenvolvimento		25,2%	34,3%	19,4%	26,3%
Variação: Res Desenvolvidas		-3,0%	3,3%	-3,1%	
Variação: Res Provasdas		3,3%	2,3%	1,1%	2,2%
Taxa Descoberta	7,4%	9,3%	7,9%	7,1%	7,9%
Taxa de Produção		12,4%	12,5%	11,8%	12,2%
Prazo Esgotamento	10,8	11,5	12,0	12,4	11,7

Custos	1999	2000	2001	2002	
Custos Exploração	4.139	2.129	2.188	1.319	
Custo Desenvolvimento	3.353	3.913	4.508	4.495	
Custos Incorridos	7.492	6.042	6.696	5.814	
Desenvolvimento de Reservas (q)		759,5	1.244,2	704,0	
Custo Desenvolvimento (u)		5,15	3,62	6,38	5,05
Descobertas (q)		1.071,7	931,0	842,5	
Custo Exploração (Ct-1 / Dt) (u)		3,86	2,29	2,60	2,44
Custo Produção		4.293	4.580	4.571	
I Renda		6.755	4.719	4.454	
Custo Produção		11.048	9.299	9.025	
Produção (q)		1.003,2	982,8	958,2	
Custo Produção (u)		11,01	9,46	9,42	9,96
Custo Produção (u)		4,3	4,7	4,8	4,57
I Renda (u)		6,7	4,8	4,6	5,39
Custo Total (u)		20,03	15,37	18,40	16,89

INDICADORES				
	1999	2000	2001	2002
Receitas		22.755	20.102	18.727
Resultado		6.929	4.397	4.699
Ativo		37.679	36.895	37.843
Ativo Total		77.621	77.572	77.359
Ativos - Outros		39.942	40.677	39.516
Participação no Ativo - O&G		49%	48%	49%
Custo Capitalizado - SE		30.484	30.474	31.715
Custo Capitalizado - FC				
Valor O&G - Y		85.250	87.275	88.276

CHEVRON-TEXACO

Estimativas Empresa	2000	2001	2002	M
Reservas	11.493,0	11.759,0	11.890,5	
Res. Desenvolvidas	7.864,0	8.125,3	7.871,2	
Res. Não desenvolvidas	3.629,0	3.633,7	4.019,3	
Preço	23,65	15,43	23,44	
Custo produção (u) *	(2,21)	(2,24)	(1,51)	(1,99)
Custo Desenvolvimento	(12,87)	(14,94)	(15,18)	(14,33)
Tempo de Desenv	4	3	5	4
Impostos *	(6,79)	(3,41)	(6,75)	(5,65)
Impostos	39%	40%	40%	40%
Tempo de Exaustão	11	12	12	12
FC Futuro	271.845	181.433	278.740	
Custos Produção	(25.419)	(26.354)	(17.902)	(1,99)
Custos Desenvolvimento	(46.720)	(54.299)	(61.008)	(14,33)
L A Impostos	199.706	100.780	199.830	
Impostos	(78.005)	(40.132)	(80.308)	40%
FC Liq Futuro	121.701	60.648	119.522	
Desconto	(55.713)	(30.504)	(58.331)	
FCD Padronizado	65.988	30.144	61.191	

[illegible]

[illegible][illegible][illegible]

CHEVRON-TEXACO

	2000	2001	2002
Reservas Não Desenv	3.629,0	3.633,7	4.019,3
Preço	30,37	25,93	26,16
Custo Desenvolvimento	12,87	14,94	15,18
Custo Produção	9,00	5,65	8,26
Preço Exercício	46.720	54.299	61.008
Valor do Ativo	77.543	73.682	71.957
Vencimento	11	12	12
Variância	16,30%	16,22%	16,11%
Taxa Livre de Risco	5,74%	4,65%	4,19%
Rendimentos (<i>dividend yield</i>)	4,87%	4,92%	4,65%

	2000	2001	2002
Rendimentos (1 = sim)	1	1	1
X (exercício)	46.720	54.299	61.008
r (taxa livre de risco)	5,7%	4,7%	4,2%
Var	16,3%	16,2%	16,1%
t (tempo)	11,5	12,0	12,4
D1	1,1269	0,8924	0,7834
D2	-0,2397	-0,5008	-0,6305
ND1	0,8701	0,8139	0,7833
ND2	0,4053	0,3083	0,2642
S (ajustado)	44.363	40.883	40.431

S (valor do ativo)	77.543	73.682	71.957
Divid (y)	4,87%	4,92%	4,65%
S (ajustado)	44.363	40.883	40.431

Valor Estimado			
C	28.795	23.681	22.083

	2000	2001	2002
Res. Não desenvolvids	28.795	23.681	22.083
Res. Desenvolvidas	64.588	61.194	57.984
Reservas	93.383	84.875	80.067

CHEVRON-TEXACO				
VARIÁVEIS	1999	2000	2001	2002
Reservas Provadas		11.493,0	11.759,0	11.890,5
VOG - Y		85.250	87.275	88.276
VC (F19)		30.484	30.474	31.715
VP (F69)		65.988	30.144	61.191
VF (F69)		121.701	60.648	119.522
MD		163.217	151.069	123.166
FCD		71.291	60.760	58.622
OR		93.383	84.875	80.067

OCCIDENTAL

Reservas Provasdas	1999	2000	2001	2002
Óleo	1.037,0	1.803,0	1.897,0	1.970,0
Gás	315,3	368,3	344,7	341,5
Bpc	1.892,0	2.210,0	2.068,0	2.049,0
TOTAL	1.352,3	2.171,3	2.241,7	2.311,5

Descobertas e Recuperação	1999	2000	2001	2002
Óleo	81,0	36,0	56,0	40,0
Gás	17,2	18,7	20,3	10,0
Bpc	103,0	112,0	122,0	60,0
TOTAL	98,2	54,7	76,3	50,0

Produção	1999	2000	2001	2002
Óleo	112,0	125,0	133,0	150,0
Gás	43,5	43,2	40,2	38,2
Bpc	261,0	259,0	241,0	229,0
TOTAL	155,5	168,2	173,2	188,2

Revisões	1999	2000	2001	2002
Revisões Óleo	15,0	63,0	29,0	12,0
Revisões Gás	20,5	37,2	(8,2)	(9,0)
Bpc	123,0	223,0	(49,0)	(54,0)
TOTAL	35,5	100,2	20,8	3,0

Reservas Desenvolvidas	1999	2000	2001	2002
Óleo	737,0	1.410,0	1.472,0	1.542,0
Gás	288,5	316,3	301,2	290,0
Bpc	1.731,0	1.898,0	1.807,0	1.740,0
TOTAL	1.025,5	1.726,3	1.773,2	1.832,0
Reservas Não Desenvolvidas	326,8	445,0	468,5	479,5

Fluxo de Caixa Padronizado	1999	2000	2001	2002
Fluxo Futuro	25.552	62.807	36.884	59.825
Custo Produção	(5.795)	(15.788)	(17.475)	(21.810)
Custo Desenvolvimento	(2.067)	(2.548)	(3.093)	(3.199)
LA Impostos	17.690	44.471	16.316	34.816
Impostos	(3.727)	(12.542)	(3.129)	(9.358)
Fluxo líquido Futuro	13.963	31.929	13.187	25.458
Desconto	(6.555)	(16.585)	(6.585)	(12.948)
FCD	7.408	15.344	6.602	12.510

Fluxo de Caixa Ajustado	1999	2000	2001	2002
Preço - VTI		30,37	25,93	26,16
Reservas		2.171,3	1.897,0	1.970,0
Fluxo Futuro		65.936	49.193	51.540
Custo Produção		(10.136)	(11.294)	(11.139)
Custo Desenvolvimento		(1.447)	(7.916)	(7.154)
LA Impostos		54.354	29.983	33.246
Impostos		(13.454)	(7.422)	(8.229)
Fluxo Futuro Líquido		40.899	22.561	25.017

INDICADORES					
	1999	2000	2001	2002	M
Taxa de Desenvolvimento		265,9%	49,4%	52,7%	123%
Variação: Res Desenvolvidas		68,3%	2,7%	3,3%	
Variação: Res Provasdas		60,6%	3,2%	3,1%	22,3%
Taxa Descoberta	7,3%	2,5%	3,4%	2,2%	3,8%
Taxa de Produção		16,4%	10,0%	10,6%	12,3%
Prazo Esgotamento	8,7	12,9	12,9	12,3	11,7

Custos	1999	2000	2001	2002	
Custos Exploração	169	3.895	253	326	
Custo Desenvolvimento	302	579	918	897	
Custos Incorridos	471	4.474	1.171	1.223	
Desenvolvimento de Reservas (q)		869,0	220,0	247,0	445,3
Custo Desenvolvimento (u)		0,67	4,17	3,63	2,82
Descobertas (q)		54,7	76,3	50,0	
Custo Exploração (Ct-1 / Dt) (u)		3,09	51,03	5,06	28,04
Custo Produção		785	1.031	1.064	
I Renda		1.051	1.006	718	
Custo Produção		1.836	2.037	1.782	
Produção (q)		168,2	173,2	188,2	
Custo Produção (u)		10,92	11,76	9,47	10,72
Custo Produção (u)		4,7	6,0	5,7	5,43
I Renda (u)		6,2	5,8	3,8	5,29
Custo Total (u)		14,68	66,96	18,16	42,56

INDICADORES				
	1999	2000	2001	2002
Receitas		4.790	5.019	4.461
Resultado		1.984	1.836	1.462
Ativo		13.384	13.316	12.483
Ativo Total		19.414	17.850	16.548
Ativos - Outros		6.030	4.534	4.065
Participação no Ativo - O&G		69%	75%	75%
Custo Capitalizado - SE		10.033	10.277	10.738
Custo Capitalizado - FC				
Valor O&G - Y		14.292	14.827	15.359

OCCIDENTAL

Estimativas Empresa	2000	2001	2002	M
Reservas	2.171,3	2.241,7	2.311,5	
Res. Desenvolvidas	1.726,3	1.773,2	1.832,0	
Res. Não desenvolvidas	445,0	468,5	479,5	
Preço	28,93	16,45	25,88	
Custo produção (u) *	(7,27)	(7,80)	(9,44)	(8,17)
Custo Desenvolvimento	(5,73)	(6,60)	(6,67)	(6,33)
Tempo de Desenv	0	2	2	1
Impostos *	(5,78)	(1,40)	(4,05)	(3,74)
Impostos	28%	19%	27%	25%
Tempo de Exaustão	13	13	12	13
FC Futuro	62.807	36.884	59.825	
Custos Produção	(15.788)	(17.475)	(21.810)	(8,17)
Custos Desenvolvimento	(2.548)	(3.093)	(3.199)	(6,33)
L A Impostos	44.471	16.316	34.816	
Impostos	(12.542)	(3.129)	(9.358)	25%
FC Liq Futuro	31.929	13.187	25.458	
Desconto	(16.585)	(6.585)	(12.948)	
FCD Padronizado	15.344	6.602	12.510	

OCCIDENTAL

	2000	2001	2002
Reservas Não Desenv	445,0	468,5	479,5
Preço	30,37	25,93	26,16
Custo Desenvolvimento	5,73	6,60	6,67
Custo Produção	13,05	9,19	13,48
Preço Exercício	2.548	3.093	3.199
Valor do Ativo	7.707	7.843	6.079
Vencimento	13	13	12
Variância	16,30%	16,22%	16,11%
Taxa Livre de Risco	5,74%	4,65%	4,19%
Rendimentos (<i>dividend yield</i>)	6,46%	3,95%	4,18%

	2000	2001	2002
Rendimentos (1 = sim)	1	1	1
X (exercício)	2.548	3.093	3.199
r (taxa livre de risco)	5,7%	4,7%	4,2%
Var	16,3%	16,2%	16,1%
t (tempo)	12,9	12,9	12,3
D1	1,4245	1,4292	1,1603
D2	-0,0263	-0,0199	-0,2465
ND1	0,9229	0,9235	0,8770
ND2	0,4895	0,4921	0,4027
S (ajustado)	3.347	4.702	3.638

S (valor do ativo)	7.707	7.843	6.079
Divid (y)	6,46%	3,95%	4,18%
S (ajustado)	3.347	4.702	3.638

Valor Estimado			
C	2.495	3.509	2.420

	2000	2001	2002
Res. Não desenvolvids	2.495	3.509	2.420
Res. Desenvolvidas	9.561	9.118	9.272
Reservas	12.056	12.628	11.692

OCCIDENTAL				
VARIÁVEIS	1999	2000	2001	2002
Reservas Provadas		2.171,3	2.241,7	2.311,5
VOG - Y		14.292	14.827	15.359
VC (F19)		10.033	10.277	10.738
VP (F69)		15.344	6.602	12.510
VF (F69)		31.929	13.187	25.458
MD		40.783	22.407	30.189
FCD		10.404	9.530	9.715
OR		12.056	12.628	11.692

ANADARKO					
Reservas Provasdas	1999	2000	2001	2002	
Óleo	573,0	1.046,0	1.132,0	1.131,0	
Gás	417,8	1.015,5	1.172,5	1.196,7	
Bpc	2.507,0	6.093,0	7.035,0	7.180,0	
TOTAL	990,8	2.061,5	2.304,5	2.327,7	
Descobertas e Recuperação	1999	2000	2001	2002	
Óleo	84,2	104,0	237,0	70,0	
Gás	24,3	118,3	318,7	123,7	
Bpc	146,0	710,0	1.912,0	742,0	
TOTAL	108,5	222,3	555,7	193,7	
Produção	1999	2000	2001	2002	
Óleo	21,0	47,0	85,0	89,0	
Gás	28,3	64,2	115,8	106,7	
Bpc	170,0	385,0	695,0	640,0	
TOTAL	49,3	111,2	200,8	195,7	
Revisões	1999	2000	2001	2002	
Revisões Óleo	40,0	24,0	(23,0)	(29,0)	
Revisões Gás	(31,3)	11,2	(31,5)	5,7	
Bpc	(188,0)	67,0	(189,0)	34,0	
TOTAL	8,7	35,2	(54,5)	(23,3)	
Reservas Desenvolvidas	1999	2000	2001	2002	
Óleo	195,0	597,0	626,0	686,0	
Gás	278,7	860,0	879,2	882,3	
Bpc	1.672,0	5.160,0	5.275,0	5.294,0	
TOTAL	473,7	1.457,0	1.505,2	1.568,3	
Reservas Não Desenvolvidas	1999	2000	2001	2002	
	(4.309)				
Fluxo de Caixa Padronizado	1999	2000	2001	2002	
Fluxo Futuro	18.271	76.788	33.923	57.675	
Custo Produção	(3.375)	(10.689)	(8.887)	(12.385)	(10.654)
Custo Desenvolvimento	(934)	(2.272)	(3.009)	(3.568)	(2.950)
LA Impostos	13.962	63.827	22.027	41.722	(13.603)
Impostos	(1.981)	(11.738)	(3.510)	(6.995)	
Fluxo líquido Futuro	11.981	52.089	18.517	34.727	
Desconto	(7.599)	(30.684)	(10.486)	(20.617)	
FCD	4.382	21.405	8.031	14.110	
Fluxo de Caixa Ajustado	1999	2000	2001	2002	
Preço - WTI		30,37	25,93	26,16	
Reservas		2.061,5	1.132,0	1.131,0	
Fluxo Futuro		62.601	29.355	29.590	
Custo Produção		(10.885)	(5.496)	(5.422)	
Custo Desenvolvimento		(1.985)	(7.929)	(5.244)	
LA Impostos		49.730	15.931	18.924	
Impostos		(16.406)	(5.256)	(6.243)	
Fluxo Futuro Líquido		33.324	10.675	12.681	
INDICADORES					
	1999	2000	2001	2002	M
Taxa de Desenvolvimento		211,6%	41,2%	32,4%	95,1%
Varição: Res Desenvolvidas		207,6%	3,3%	4,2%	
Varição: Res Provasdas		108,1%	11,8%	1,0%	40,3%
Taxa Descoberta	11,0%	10,8%	24,1%	8,3%	13,5%
Taxa de Produção		23,5%	13,8%	13,0%	16,8%
Prazo Esgotamento	20,1	18,5	11,5	11,9	15,5
Custos	1999	2000	2001	2002	
Custos Exploração	300	7.462	2.558	1.515	
Custo Desenvolvimento	353	1.054	1.744	1.200	
Custos Incorridos	653	8.516	4.302	2.715	
Desenvolvimento de Reservas (q)		1.094,5	249,0	258,8	
Custo Desenvolvimento (u)		0,96	7,00	4,64	4,20
Descobertas (q)		222,3	555,7	193,7	
Custo Exploração (Ct-1 / Dt) (u)		1,35	13,43	13,21	13,32
Custo Produção		587	975	938	
I Renda		635	(55)	629	
Custo Produção		1.222	920	1.567	
Produção (q)		111,2	200,8	195,7	
Custo Produção (u)		10,99	4,58	8,01	7,86
Custo Produção (u)		5,3	4,9	4,8	4,98
I Renda (u)		5,7	(0,3)	3,2	2,88
Custo Total (u)		13,30	25,01	25,85	25,43
INDICADORES					
	1999	2000	2001	2002	
Receitas		2.825	4.620	3.763	
Resultado		983	44	1.101	
Ativo		12.647	13.195	14.638	
Ativo Total		16.590	16.771	18.248	
Ativos - Outros		3.943	3.576	3.610	
Participação no Ativo - O&G		76%	79%	80%	
Custo Capitalizado - SE					
Custo Capitalizado - FC		11.330	11.765	13.204	
Valor O&G - Y		13.456	15.305	15.482	

ANADARKO

Estimativas Empresa	2000	2001	2002	M
Reservas	2.061,5	2.304,5	2.327,7	
Res. Desenvolvidas	1.457,0	1.505,2	1.568,3	
Res. Não desenvolvidas	604,5	799,3	759,3	
Preço	37,25	14,72	24,78	
Custo produção (u) *	(5,19)	(3,86)	(5,32)	(4,79)
Custo Desenvolvimento	(3,76)	(3,76)	(4,70)	(4,07)
Tempo de Desenv	0	2	3	2
Impostos *	(5,69)	(1,52)	(3,01)	(3,41)
Impostos	35%	30%	33%	33%
Tempo de Exaustão	19	11	12	14
FC Futuro	76.788	33.923	57.675	
Custos Produção	(10.689)	(8.887)	(12.385)	(4,79)
Custos Desenvolvimento	(2.272)	(3.009)	(3.568)	(4,07)
L A Impostos	63.827	22.027	41.722	
Impostos	(11.738)	(3.510)	(6.995)	33%
FC Liq Futuro	52.089	18.517	34.727	
Desconto	(30.684)	(10.486)	(20.617)	
FCD Padronizado	21.405	8.031	14.110	

[illegible]

ANADARKO

	2000	2001	2002
Reservas Não Desenv	604,5	799,3	759,3
Preço	30,37	25,93	26,16
Custo Desenvolvimento	3,76	3,76	4,70
Custo Produção	10,88	5,38	8,33
Preço Exercício	2.272	3.009	3.568
Valor do Ativo	11.780	16.428	13.544
Vencimento	19	11	12
Variância	16,30%	16,22%	16,11%
Taxa Livre de Risco	5,74%	4,65%	4,19%
Rendimentos (<i>dividend yield</i>)	9,25%	5,43%	5,12%

	2000	2001	2002
Rendimentos (1 = sim)	1	1	1
X (exercício)	2.272	3.009	3.568
r (taxa livre de risco)	5,7%	4,7%	4,2%
Var	16,3%	16,2%	16,1%
t (tempo)	18,5	11,5	11,9
D1	1,4424	1,8609	1,5754
D2	-0,2964	0,4965	0,1911
ND1	0,9254	0,9686	0,9424
ND2	0,3835	0,6902	0,5758
S (ajustado)	2.121	8.810	7.365

S (valor do ativo)	11.780	16.428	13.544
Divid (y)	9,25%	5,43%	5,12%
S (ajustado)	2.121	8.810	7.365

Valor Estimado			
C	1.663	7.316	5.692

	2000	2001	2002
Res. Não desenvolvids	1.663	7.316	5.692
Res. Desenvolvidas	8.374	10.987	10.566
Reservas	10.036	18.303	16.258

ANADARKO				
VARIÁVEIS	1999	2000	2001	2002
Reservas Provadas		2.061,5	2.304,5	2.327,7
VOG - Y		13.456	15.305	15.482
VC (F19)		11.330	11.765	13.204
VP (F69)		21.405	8.031	14.110
VF (F69)		52.089	18.517	34.727
MD		37.954	33.062	31.464
FCD		10.254	15.019	13.673
OR		10.036	18.303	16.258

CONOCO-PHILLIPS

Reservas Provasdas	1999	2000	2001	2002
Óleo	1.171,0	3.597,0	3.660,0	5.137,0
Gás	1.060,7	1.422,3	1.471,5	2.673,3
Bpc	6.364,0	8.534,0	8.829,0	16.040,0
TOTAL	2.231,7	5.019,3	5.131,5	7.810,3

Descobertas e Recuperação	1999	2000	2001	2002
Óleo	48,0	706,0	111,0	113,0
Gás	117,5	71,2	136,7	122,0
Bpc	705,0	427,0	820,0	732,0
TOTAL	165,5	777,2	247,7	235,0

Produção	1999	2000	2001	2002
Óleo	96,0	177,0	226,0	272,0
Gás	86,0	94,3	95,0	140,3
Bpc	516,0	566,0	570,0	842,0
TOTAL	182,0	271,3	321,0	412,3

Revisões	1999	2000	2001	2002
Revisões Óleo	28,0	171,0	153,0	(72,0)
Revisões Gás	(7,7)	(13,5)	3,5	(29,3)
Bpc	(46,0)	(81,0)	21,0	(176,0)
TOTAL	20,3	157,5	156,5	(101,3)

Reservas Desenvolvidas	1999	2000	2001	2002
Óleo	845,0	2.264,0	2.347,0	3.301,0
Gás	782,7	1.163,7	1.248,3	2.143,5
Bpc	4.696,0	6.982,0	7.490,0	12.861,0
TOTAL	1.627,7	3.427,7	3.595,3	5.444,5
Reservas Não Desenvolvidas	604,0	1.591,7	1.536,2	2.365,8

Fluxo de Caixa Padronizado	1999	2000	2001	2002
Fluxo Futuro	36.845	188.169	77.467	110.736
Custo Produção	(8.685)	(54.052)	(32.217)	(30.823)
Custo Desenvolvimento	(2.999)	(11.648)	(6.846)	(7.155)
LA Impostos	25.161	122.469	38.404	72.758
Impostos	(13.806)	(50.863)	(16.938)	(27.695)
Fluxo líquido Futuro	11.355	71.606	21.466	45.063
Desconto	(5.150)	(37.237)	(11.475)	(24.646)
FCD	6.205	34.369	9.991	20.417

Fluxo de Caixa Ajustado	1999	2000	2001	2002
Preço - WTI		30,37	25,93	26,16
Reservas		5.019,3	3.660,0	5.137,0
Fluxo Futuro		152.420	94.910	134.396
Custo Produção		(20.293)	(15.700)	(23.933)
Custo Desenvolvimento		(2.738)	(14.343)	(5.947)
LA Impostos		129.389	64.867	104.516
Impostos		(53.352)	(26.747)	(43.096)
Fluxo Futuro Líquido		76.037	38.120	61.421

INDICADORES					
	1999	2000	2001	2002	M
Taxa de Desenvolvimento		342,9%	30,7%	147,2%	174%
Variação: Res Desenvolvidas		110,6%	4,9%	51,4%	
Variação: Res Provasdas		124,9%	2,2%	52,2%	59,8%
Taxa Descoberta	7,4%	15,5%	4,8%	3,0%	7,7%
Taxa de Produção		16,7%	9,4%	11,5%	12,5%
Prazo Esgotamento	12,3	18,5	16,0	18,9	16,4

Custos	1999	2000	2001	2002	
Custos Exploração	786	6.385	699	15.074	
Custo Desenvolvimento	608	1.130	1.915	2.618	
Custos Incorridos	1.394	7.515	2.614	17.692	
Desenvolvimento de Reservas (q)		2.071,3	488,7	2.261,5	
Custo Desenvolvimento (u)		0,55	3,92	1,16	1,87
Descobertas (q)		777,2	247,7	235,0	
Custo Exploração (Ct-1 / Dt) (u)		1,01	25,78	2,97	14,38
Custo Produção		1.097	1.377	1.921	
I Renda		1.702	1.490	1.647	
Custo Produção		2.799	2.867	3.568	
Produção (q)		271,3	321,0	412,3	
Custo Produção (u)		10,32	8,93	8,65	9,30
Custo Produção (u)		4,0	4,3	4,7	4,33
I Renda (u)		6,3	4,6	4,0	4,97
Custo Total (u)		11,87	38,63	12,79	25,71

INDICADORES				
	1999	2000	2001	2002
Receitas		6.414	6.623	8.389
Resultado		1.945	1.699	1.749
Ativo		13.834	14.796	33.737
Ativo Total		20.509	35.217	76.836
Ativos - Outros		6.675	20.421	43.099
Participação no Ativo - O&G		67%	42%	44%
Custo Capitalizado - SE		11.210	12.581	28.616
Custo Capitalizado - FC				
Valor O&G - Y		35.971	36.825	57.217

CONOCO-PHILLIPS

Estimativas Empresa	2000	2001	2002	M
Reservas	5.019,3	5.131,5	7.810,3	
Res. Desenvolvidas	3.427,7	3.595,3	5.444,5	
Res. Não desenvolvidas	1.591,7	1.536,2	2.365,8	
Preço	37,49	15,10	14,18	
Custo produção (u) *	(10,77)	(6,28)	(3,95)	(7,00)
Custo Desenvolvimento	(7,32)	(4,46)	(3,02)	(4,93)
Tempo de Desenv	0	3	1	1
Impostos *	(10,13)	(3,30)	(3,55)	(5,66)
Impostos	42%	44%	38%	41%
Tempo de Exaustão	18	16	19	18
FC Futuro	188.169	77.467	110.736	
Custos Produção	(54.052)	(32.217)	(30.823)	(7,00)
Custos Desenvolvimento	(11.648)	(6.846)	(7.155)	(4,93)
L A Impostos	122.469	38.404	72.758	
Impostos	(50.863)	(16.938)	(27.695)	41%
FC Liq Futuro	71.606	21.466	45.063	
Desconto	(37.237)	(11.475)	(24.646)	
FCD Padronizado	34.369	9.991	20.417	

[illegible][illegible][illegible]

CONOCO-PHILLIPS

	2000	2001	2002
Reservas Não Desenv	1.591,7	1.536,2	2.365,8
Preço	30,37	25,93	26,16
Custo Desenvolvimento	7,32	4,46	3,02
Custo Produção	20,90	9,58	7,49
Preço Exercício	11.648	6.846	7.155
Valor do Ativo	15.064	25.121	44.170
Vencimento	18	16	19
Variância	16,30%	16,22%	16,11%
Taxa Livre de Risco	5,74%	4,65%	4,19%
Rendimentos (<i>dividend yield</i>)	6,57%	3,69%	4,52%

	2000	2001	2002
Rendimentos (1 = sim)	1	1	1
X (exercício)	11.648	6.846	7.155
r (taxa livre de risco)	5,7%	4,7%	4,2%
Var	16,3%	16,2%	16,1%
t (tempo)	18,5	16,0	18,9
D1	0,9287	1,7081	1,8795
D2	-0,8079	0,0977	0,1326
ND1	0,8235	0,9562	0,9699
ND2	0,2096	0,5389	0,5528
S (ajustado)	4.471	13.928	18.770

S (valor do ativo)	15.064	25.121	44.170
Divid (y)	6,57%	3,69%	4,52%
S (ajustado)	4.471	13.928	18.770

Valor Estimado			
C	2.838	11.564	16.416

	2000	2001	2002
Res. Não desenvolvids	2.838	11.564	16.416
Res. Desenvolvidas	13.512	14.915	22.035
Reservas	16.350	26.480	38.451

CONOCO-PHILLIPS				
VARIÁVEIS	1999	2000	2001	2002
Reservas Provadas		5.019,3	5.131,5	7.810,3
VOG - Y		35.971	36.825	57.217
VC (F19)		11.210	12.581	28.616
VP (F69)		34.369	9.991	20.417
VF (F69)		71.606	21.466	45.063
MD		97.904	67.128	127.710
FCD		13.690	18.051	27.643
OR		16.350	26.480	38.451

SHELL				
-------	--	--	--	--

Reservas Provasdas	1999	2000	2001	2002
Óleo	9.775,0	9.751,0	9.469,0	10.133,0
Gás	9.756,8	9.380,5	9.304,8	8.906,3
Bpc	58.541,0	56.283,0	55.829,0	53.438,0
TOTAL	19.531,8	19.131,5	18.773,8	19.039,3

Descobertas e Recuperação	1999	2000	2001	2002
Óleo	421,0	662,0	309,0	598,0
Gás	240,8	232,3	210,5	157,5
Bpc	1.445,0	1.394,0	1.263,0	945,0
TOTAL	661,8	894,3	519,5	755,5

Produção	1999	2000	2001	2002
Óleo	828,0	832,0	810,0	866,0
Gás	490,2	500,8	548,0	573,2
Bpc	2.941,0	3.005,0	3.288,0	3.439,0
TOTAL	1.318,2	1.332,8	1.358,0	1.439,2

Revisões	1999	2000	2001	2002
Revisões Óleo	505,0	500,0	147,0	135,0
Revisões Gás	147,7	(4,5)	19,3	(131,3)
Bpc	886,0	(27,0)	116,0	(788,0)
TOTAL	652,7	495,5	166,3	3,7

Reservas Desenvolvidas	1999	2000	2001	2002
Óleo	4.887,0	4.469,0	4.332,0	4.626,0
Gás	4.597,0	4.340,5	4.290,7	4.100,3
Bpc	27.582,0	26.043,0	25.744,0	24.602,0
TOTAL	9.484,0	8.809,5	8.622,7	8.726,3
Reservas Não Desenvolvidas	10.047,8	10.322,0	10.151,2	10.313,0

Fluxo de Caixa Padronizado	1999	2000	2001	2002
Fluxo Futuro	271.627	295.729	234.175	329.034
Custo Produção	(41.888)	(41.926)	(43.654)	(54.808)
Custo Desenvolvimento	(21.669)	(22.017)	(23.147)	(27.775)
LA Impostos	208.070	231.786	167.374	246.451
Impostos	(105.285)	(116.925)	(81.020)	(123.266)
Fluxo líquido Futuro	102.785	114.861	86.354	123.185
Desconto	(47.986)	(51.820)	(40.476)	(57.483)
FCD	54.799	63.041	45.878	65.702

Fluxo de Caixa Ajustado	1999	2000	2001	2002
Preço - WTI		30,37	25,93	26,16
Reservas		19.131,5	9.469,0	10.133,0
Fluxo Futuro		580.958	245.548	265.103
Custo Produção		(73.966)	(33.950)	(39.542)
Custo Desenvolvimento		(97.614)	(39.399)	(46.303)
LA Impostos		409.378	172.199	179.258
Impostos		(203.145)	(85.450)	(88.953)
Fluxo Futuro Líquido		206.233	86.749	90.305

INDICADORES					
	1999	2000	2001	2002	M
Taxa de Desenvolvimento		6,6%	11,3%	15,2%	11%
Variação: Res Desenvolvidas		-7,1%	-2,1%	1,2%	
Variação: Res Provasdas		-2,0%	-1,9%	1,4%	-0,8%
Taxa Descoberta	3,4%	4,7%	2,8%	4,0%	3,7%
Taxa de Produção		14,1%	15,4%	16,7%	15,4%
Prazo Esgotamento	14,8	14,4	13,8	13,2	14,1

Custos	1999	2000	2001	2002	
Custos Exploração	1.191	1.203	2.805	8.951	
Custo Desenvolvimento	3.772	3.359	4.873	7.050	
Custos Incorridos	4.963	4.562	7.678	16.001	
Desenvolvimento de Reservas (q)		658,3	1.171,2	1.542,8	
Custo Desenvolvimento (u)		5,10	4,16	4,57	4,61
Descobertas (q)		894,3	519,5	755,5	
Custo Exploração (Ct-1 / Dt) (u)		1,33	2,32	3,71	3,01
Custo Produção		5.153	4.869	5.616	
I Renda		8.635	7.026	6.145	
Custo Produção		13.788	11.895	11.761	
Produção (q)		1.332,8	1.358,0	1.439,2	
Custo Produção (u)		10,34	8,76	8,17	9,09
Custo Produção (u)		3,9	3,6	3,9	3,78
I Renda (u)		6,5	5,2	4,3	5,31
Custo Total (u)		16,78	15,24	16,45	15,85

INDICADORES				
	1999	2000	2001	2002
Receitas		26.378	25.042	25.604
Resultado		9.069	7.278	6.454
Ativo		36.155	39.918	57.914
Ativo Total		122.498	111.543	152.591
Ativos - Outros		86.343	71.625	94.677
Participação no Ativo - O&G		30%	36%	38%
Custo Capitalizado - SE		25.184	30.195	47.283
Custo Capitalizado - FC				
Valor O&G - Y		143.396	140.673	142.694

SHELL

Estimativas Empresa	2000	2001	2002	M
Reservas	19.131,5	18.773,8	19.039,3	
Res. Desenvolvidas	8.809,5	8.622,7	8.726,3	
Res. Não desenvolvidas	10.322,0	10.151,2	10.313,0	
Preço	15,46	12,47	17,28	
Custo produção (u) *	(2,19)	(2,33)	(2,88)	(2,47)
Custo Desenvolvimento	(2,13)	(2,28)	(2,69)	(2,37)
Tempo de Desenv	15	9	7	10
Impostos *	(6,11)	(4,32)	(6,47)	(5,63)
Impostos	50%	48%	50%	50%
Tempo de Exaustão	14	14	13	14
FC Futuro	295.729	234.175	329.034	
Custos Produção	(41.926)	(43.654)	(54.808)	(2,47)
Custos Desenvolvimento	(22.017)	(23.147)	(27.775)	(2,37)
L A Impostos	231.786	167.374	246.451	
Impostos	(116.925)	(81.020)	(123.266)	50%
FC Liq Futuro	114.861	86.354	123.185	
Desconto	(51.820)	(40.476)	(57.483)	
FCD Padronizado	63.041	45.878	65.702	

[illegible][illegible]

SHELL

	2000	2001	2002
Reservas Não Desenv	10.322,0	10.151,2	10.313,0
Preço	30,37	25,93	26,16
Custo Desenvolvimento	2,13	2,28	2,69
Custo Produção	8,30	6,64	9,35
Preço Exercício	22.017	23.147	27.775
Valor do Ativo	227.739	195.826	173.355
Vencimento	14	14	13
Variância	16,30%	16,22%	16,11%
Taxa Livre de Risco	5,74%	4,65%	4,19%
Rendimentos (<i>dividend yield</i>)	5,54%	6,07%	6,58%

	2000	2001	2002
Rendimentos (1 = sim)	1	1	1
X (exercício)	22.017	23.147	27.775
r (taxa livre de risco)	5,7%	4,7%	4,2%
Var	16,3%	16,2%	16,1%
t (tempo)	14,4	13,8	13,2
D1	2,3116	2,0435	1,7678
D2	0,7819	0,5460	0,3080
ND1	0,9896	0,9795	0,9615
ND2	0,7829	0,7075	0,6209
S (ajustado)	102.877	84.581	72.639

S (valor do ativo)	227.739	195.826	173.355
Divid (y)	5,54%	6,07%	6,58%
S (ajustado)	102.877	84.581	72.639

Valor Estimado			
C	94.249	74.239	59.926

	2000	2001	2002
Res. Não desenvolvids	94.249	74.239	59.926
Res. Desenvolvidas	46.054	42.927	43.840
Reservas	140.302	117.167	103.766

SHELL				
VARIÁVEIS	1999	2000	2001	2002
Reservas Provadas		19.131,5	18.773,8	19.039,3
VOG - Y		143.396	140.673	142.694
VC (F19)		25.184	30.195	47.283
VP (F69)		63.041	45.878	65.702
VF (F69)		114.861	86.354	123.185
MD		285.431	244.281	255.521
FCD		94.535	86.320	86.300
OR		140.302	117.167	103.766

APACHE				
--------	--	--	--	--

Reservas Provasdas	1999	2000	2001	2002
Óleo	415,2	522,5	599,4	636,8
Gás	391,9	563,9	667,6	675,8
Bpc	2.351,6	3.383,7	4.005,3	4.054,6
TOTAL	807,2	1.086,4	1.266,9	1.312,5

Descobertas e Recuperação	1999	2000	2001	2002
Óleo	33,9	58,5	105,1	85,7
Gás	11,7	56,2	87,6	35,1
Bpc	70,4	337,4	525,4	210,5
TOTAL	45,6	114,8	192,7	120,8

Produção	1999	2000	2001	2002
Óleo	34,7	44,6	57,0	58,9
Gás	39,9	50,7	68,6	65,7
Bpc	239,5	304,0	411,5	394,3
TOTAL	74,6	95,2	125,6	124,6

Revisões	1999	2000	2001	2002
Revisões Óleo	21,8	4,3	(4,5)	(1,2)
Revisões Gás	(3,2)	4,5	(6,6)	3,6
Bpc	(19,5)	27,0	(39,7)	21,4
TOTAL	18,5	8,8	(11,1)	2,4

Reservas Desenvolvidas	1999	2000	2001	2002
Óleo	302,0	354,0	411,8	414,4
Gás	312,3	444,1	534,0	534,4
Bpc	1.873,8	2.664,8	3.203,8	3.206,5
TOTAL	614,3	798,1	945,8	948,8
Reservas Não Desenvolvidas	1999	2000	2001	2002
	(4.580)	(7.843)	(7.403)	(9.076)

Fluxo de Caixa Padronizado	1999	2000	2001	2002
Fluxo Futuro	14.952	39.082	20.585	33.806
Custo Produção	(3.804)	(5.554)	(3.194)	(3.925)
Custo Desenvolvimento	(755)	(2.289)	(4.209)	(5.151)
LA Impostos	10.392	31.239	13.182	24.730
Impostos	(2.695)	(10.088)	(3.299)	(7.670)
Fluxo líquido Futuro	7.698	21.151	9.883	17.061
Desconto	(3.122)	(9.203)	(4.340)	(7.910)
FCD	4.575	11.948	5.543	9.151

Fluxo de Caixa Ajustado	1999	2000	2001	2002
Preço - VTI		30,37	25,93	26,16
Reservas		1.086,4	599,4	636,8
Fluxo Futuro		32.991	15.543	16.659
Custo Produção		(3.118)	(2.097)	(2.558)
Custo Desenvolvimento		(2.463)	(2.409)	(3.525)
LA Impostos		27.409	11.037	10.576
Impostos		(8.070)	(3.250)	(3.114)
Fluxo Futuro Líquido		19.339	7.787	7.462

INDICADORES					
	1999	2000	2001	2002	M
Taxa de Desenvolvimento		144,7%	94,8%	39,8%	93%
Variação: Res Desenvolvidas		29,9%	18,5%	0,3%	
Variação: Res Provasdas		34,6%	16,6%	3,6%	18,3%
Taxa Descoberta	5,6%	10,6%	15,2%	9,2%	10,2%
Taxa de Produção		15,5%	15,7%	13,2%	14,8%
Prazo Esgotamento	10,8	11,4	10,1	10,5	10,7

Custos	1999	2000	2001	2002	
Custos Exploração	1.408	1.536	834	539	
Custo Desenvolvimento	279	633	1.098	707	
Custos Incorridos	1.687	2.168	1.932	1.246	
Desenvolvimento de Reservas (q)		279,1	273,2	127,7	
Custo Desenvolvimento (u)		2,27	4,02	5,54	3,94
Descobertas (q)		114,8	192,7	120,8	
Custo Exploração (Ct-1 / Dt) (u)		12,27	7,97	6,90	7,44
Custo Produção		273	439	501	
I Renda		621	654	531	
Custo Produção		894	1.093	1.032	
Produção (q)		95,2	125,6	124,6	
Custo Produção (u)		9,39	8,70	8,28	8,79
Custo Produção (u)		2,9	3,5	4,0	3,46
I Renda (u)		6,5	5,2	4,3	5,33
Custo Total (u)		23,92	20,69	20,72	20,70

INDICADORES				
	1999	2000	2001	2002
Receitas		2.309	2.823	2.560
Resultado		847	861	684
Ativo		6.812	8.013	8.466
Ativo Total		7.482	8.934	9.460
Ativos - Outros		669	921	994
Participação no Ativo - O&G		91%	90%	89%
Custo Capitalizado - SE				
Custo Capitalizado - FC		6.250	7.277	7.727
Valor O&G - Y		6.033	7.407	7.754

APACHE

Estimativas Empresa	2000	2001	2002	M
Reservas	1.086,4	1.266,9	1.312,5	
Res. Desenvolvidas	798,1	945,8	948,8	
Res. Não desenvolvidas	288,3	321,2	363,7	
Preço	35,97	16,25	25,76	
Custo produção (u) *	(5,11)	(2,52)	(2,99)	(3,54)
Custo Desenvolvimento	(7,94)	(13,10)	(14,16)	(11,73)
Tempo de Desenv	1	1	3	1
Impostos *	(9,29)	(2,60)	(5,84)	(5,91)
Impostos	32%	25%	31%	29%
Tempo de Exaustão	11	10	11	11
FC Futuro	39.082	20.585	33.806	
Custos Produção	(5.554)	(3.194)	(3.925)	(3,54)
Custos Desenvolvimento	(2.289)	(4.209)	(5.151)	(11,73)
L A Impostos	31.239	13.182	24.730	
Impostos	(10.088)	(3.299)	(7.670)	29%
FC Liq Futuro	21.151	9.883	17.061	
Desconto	(9.203)	(4.340)	(7.910)	
FCD Padronizado	11.948	5.543	9.151	

[illegible]

[illegible][illegible][illegible]

APACHE

	2000	2001	2002
Reservas Não Desenv	288,3	321,2	363,7
Preço	30,37	25,93	26,16
Custo Desenvolvimento	7,94	13,10	14,16
Custo Produção	14,40	5,13	8,83
Preço Exercício	2.289	4.209	5.151
Valor do Ativo	4.604	6.683	6.303
Vencimento	11	10	11
Variância	16,30%	16,22%	16,11%
Taxa Livre de Risco	5,74%	4,65%	4,19%
Rendimentos (<i>dividend yield</i>)	6,11%	6,20%	5,19%

	2000	2001	2002
Rendimentos (1 = sim)	1	1	1
X (exercício)	2.289	4.209	5.151
r (taxa livre de risco)	5,7%	4,7%	4,2%
Var	16,3%	16,2%	16,1%
t (tempo)	11,4	10,1	10,5
D1	1,1638	0,8791	0,7249
D2	-0,2000	-0,4001	-0,5775
ND1	0,8777	0,8103	0,7657
ND2	0,4208	0,3445	0,2818
S (ajustado)	2.294	3.576	3.649

S (valor do ativo)	4.604	6.683	6.303
Divid (y)	6,11%	6,20%	5,19%
S (ajustado)	2.294	3.576	3.649

Valor Estimado			
C	1.513	1.991	1.860

	2000	2001	2002
Res. Não desenvolvids	1.513	1.991	1.860
Res. Desenvolvidas	6.201	7.406	6.739
Reservas	7.714	9.397	8.599

APACHE				
VARIÁVEIS	1999	2000	2001	2002
Reservas Provadas		1.086,4	1.266,9	1.312,5
VOG - Y		6.033	7.407	7.754
VC (F19)		6.250	7.277	7.727
VP (F69)		11.948	5.543	9.151
VF (F69)		21.151	9.883	17.061
MD		20.330	16.738	16.209
FCD		7.053	7.095	6.419
OR		7.714	9.397	8.599

BP AMOCO

Reservas Provasdas	1999	2000	2001	2002
Óleo	7.572,0	7.653,0	8.376,0	9.165,0
Gás	5.921,0	7.319,7	7.695,8	8.131,5
Bpc	35.526,0	43.918,0	46.175,0	48.789,0
TOTAL	13.493,0	14.972,7	16.071,8	17.296,5

Descobertas e Recuperação	1999	2000	2001	2002
Óleo	381,0	857,0	1.445,0	1051,0
Gás	771,2	818,0	1.025,2	876,8
Bpc	4.627,0	4.908,0	6.151,0	5261
TOTAL	1.152,2	1.675,0	2.470,2	1.927,8

Produção	1999	2000	2001	2002
Óleo	735,0	690,0	677,0	711
Gás	381,8	473,5	535,3	540,2
Bpc	2.291,0	2.841,0	3.212,0	3241
TOTAL	1.116,8	1.163,5	1.212,3	1.251,2

Revisões	1999	2000	2001	2002
Revisões Óleo	(6,0)	136,0	(42,0)	47
Revisões Gás	72,2	108,8	(105,7)	122,5
Bpc	433,0	653,0	(634,0)	735
TOTAL	66,2	244,8	(147,7)	169,5

Reservas Desenvolvidas	1999	2000	2001	2002
Óleo	5.802,0	5.304,0	5.290,0	5.513,0
Gás	1.201,0	4.256,2	4.213,5	4.213,2
Bpc	7.206,0	25.537,0	25.281,0	25.279,0
TOTAL	7.003,0	9.560,2	9.503,5	9.726,2
Reservas Não Desenvolvidas	1999	2000	2001	2002
	(67.000)	(87.500)	(86.600)	(104.000)

Fluxo de Caixa Padronizado	1999	2000	2001	2002
Fluxo Futuro	201.300	334.500	213.700	338.900
Custo Produção	(21.707)	(69.346)	(14.384)	(14.880)
Custo Desenvolvimento	(45.293)	(18.154)	(72.216)	(89.120)
LA Impostos	134.300	247.000	127.100	234.900
Impostos	(49.200)	(84.500)	(44.500)	(88.000)
Fluxo líquido Futuro	85.100	162.500	82.600	146.900
Desconto	(36.700)	(72.900)	(38.100)	(70.400)
FCD	48.400	89.600	44.500	76.500

Fluxo de Caixa Ajustado	1999	2000	2001	2002
Preço - VTI		30,37	25,93	26,16
Reservas		14.972,7	8.376,0	9.165,0
Fluxo Futuro		454.669	217.205	239.777
Custo Produção		(38.027)	(22.544)	(22.942)
Custo Desenvolvimento		(18.362)	(49.705)	(44.991)
LA Impostos		398.280	144.956	171.844
Impostos		(141.635)	(51.549)	(61.111)
Fluxo Futuro Líquido		256.645	93.407	110.734

INDICADORES					
	1999	2000	2001	2002	M
Taxa de Desenvolvimento		57,3%	21,4%	22,4%	33,7%
Variação: Res Desenvolvidas		36,5%	-0,6%	2,3%	
Variação: Res Provasdas		11,0%	7,3%	7,6%	8,6%
Taxa Descoberta	8,5%	11,2%	15,4%	11,1%	11,6%
Taxa de Produção		16,6%	12,7%	13,2%	14,2%
Prazo Esgotamento	12,1	12,9	13,3	13,8	13,0

Custos	1999	2000	2001	2002	
Custos Exploração	1.397	17.430	1.366	1.208	
Custo Desenvolvimento	2.915	4.563	6.858	7.235	
Custos Incorridos	4.312	21.993	8.224	8.443	
Desenvolvimento de Reservas (q)		3.720,7	1.155,7	1.473,8	
Custo Desenvolvimento (u)		1,23	5,93	4,91	4,02
Descobertas (q)		1.675,0	2.470,2	1.927,8	
Custo Exploração (Ct-1 / Dt) (u)		0,83	7,06	0,71	3,88
Custo Produção		2.955	3.263	3.132	
I Renda		6.565	5.664	4.808	
Custo Produção		9.520	8.927	7.940	
Produção (q)		1.163,5	1.212,3	1.251,2	
Custo Produção (u)		8,18	7,36	6,35	7,30
Custo Produção (u)		2,5	2,7	2,5	2,58
I Renda (u)		5,6	4,7	3,8	4,72
Custo Total (u)		10,24	20,35	11,96	16,16

INDICADORES				
	1999	2000	2001	2002
Receitas		26.829	25.768	23.104
Resultado		8.372	7.353	4.415
Ativo		65.904	69.572	72.801
Ativo Total		143.938	141.158	159.125
Ativos - Outros		78.034	71.586	86.324
Participação no Ativo - O&G		46%	49%	46%
Custo Capitalizado - SE		48.745	50.740	53.369
Custo Capitalizado - FC				
Valor O&G - Y		111.738	120.105	129.427

BP AMOCO

Estimativas Empresa	2000	2001	2002	M
Reservas	14.972,7	16.071,8	17.296,5	
Res. Desenvolvidas	9.560,2	9.503,5	9.726,2	
Res. Não desenvolvidas	5.412,5	6.568,3	7.570,3	
Preço	22,34	13,30	19,59	
Custo produção (u) *	(4,63)	(0,89)	(0,86)	(2,13)
Custo Desenvolvimento	(3,35)	(10,99)	(11,77)	(8,71)
Tempo de Desenv	2	5	4	4
Impostos *	(5,64)	(2,77)	(5,09)	(4,50)
Impostos	34%	35%	37%	36%
Tempo de Exaustão	13	13	14	13
FC Futuro	334.500	213.700	338.900	
Custos Produção	(69.346)	(14.384)	(14.880)	(2,13)
Custos Desenvolvimento	(18.154)	(72.216)	(89.120)	(8,71)
L A Impostos	247.000	127.100	234.900	
Impostos	(84.500)	(44.500)	(88.000)	36%
FC Liq Futuro	162.500	82.600	146.900	
Desconto	(72.900)	(38.100)	(70.400)	
FCD Padronizado	89.600	44.500	76.500	

[illegible][illegible][illegible]

BP AMOCO

	2000	2001	2002
Reservas Não Desenv	5.412,5	6.568,3	7.570,3
Preço	30,37	25,93	26,16
Custo Desenvolvimento	3,35	10,99	11,77
Custo Produção	10,28	3,66	5,95
Preço Exercício	18.154	72.216	89.120
Valor do Ativo	108.745	146.264	153.029
Vencimento	13	13	14
Variância	16,30%	16,22%	16,11%
Taxa Livre de Risco	5,74%	4,65%	4,19%
Rendimentos (<i>dividend yield</i>)	6,55%	5,00%	5,19%

	2000	2001	2002
Rendimentos (1 = sim)	1	1	1
X (exercício)	18.154	72.216	89.120
r (taxa livre de risco)	5,7%	4,7%	4,2%
Var	16,3%	16,2%	16,1%
t (tempo)	12,9	13,3	13,8
D1	1,8889	1,1835	1,0158
D2	0,4405	-0,2830	-0,4765
ND1	0,9705	0,8817	0,8451
ND2	0,6702	0,3886	0,3169
S (ajustado)	46.841	75.426	74.713

S (valor do ativo)	108.745	146.264	153.029
Divid (y)	6,55%	5,00%	5,19%
S (ajustado)	46.841	75.426	74.713

Valor Estimado			
C	39.651	51.357	47.312

	2000	2001	2002
Res. Não desenvolvids	39.651	51.357	47.312
Res. Desenvolvidas	66.706	63.870	60.592
Reservas	106.356	115.227	107.904

BP AMOCO				
VARIÁVEIS	1999	2000	2001	2002
Reservas Provadas		14.972,7	16.071,8	17.296,5
VOG - Y		111.738	120.105	129.427
VC (F19)		48.745	50.740	53.369
VP (F69)		89.600	44.500	76.500
VF (F69)		162.500	82.600	146.900
MD		313.797	203.053	257.843
FCD		94.370	74.187	64.056
OR		106.356	115.227	107.904

AMERADA HESS

Reservas Provasdas	1999	2000	2001	2002
Óleo	712,0	766,0	955,0	782,0
Gás	363,5	354,5	480,2	412,8
Bpc	2.181,0	2.127,0	2.881,0	2.477,0
TOTAL	1.075,5	1.120,5	1.435,2	1.194,8

Descobertas e Recuperação	1999	2000	2001	2002
Óleo	68,0	27,0	69,0	77,0
Gás	15,7	24,7	53,0	21,2
Bpc	94,0	148,0	318,0	127,0
TOTAL	83,7	51,7	122,0	98,2

Produção	1999	2000	2001	2002
Óleo	87,0	96,0	111,0	121,0
Gás	39,5	41,5	50,5	48,0
Bpc	237,0	249,0	303,0	288,0
TOTAL	126,5	137,5	161,5	169,0

Revisões	1999	2000	2001	2002
Revisões Óleo	21,0	45,0	5,0	(119,0)
Revisões Gás	5,7	7,0	5,8	(28,5)
Bpc	34,0	42,0	35,0	(171,0)
TOTAL	26,7	52,0	10,8	(147,5)

Reservas Desenvolvidas	1999	2000	2001	2002
Óleo	523,0	582,0	665,0	555,0
Gás	254,0	271,3	270,0	242,7
Bpc	1.524,0	1.628,0	1.620,0	1.456,0
TOTAL	777,0	853,3	935,0	797,7
Reservas Não Desenvolvidas	298,5	267,2	500,2	397,2

Fluxo de Caixa Padronizado	1999	2000	2001	2002
Fluxo Futuro	19.858	25.986	22.666	27.994
Custo Produção	(1.887)	(3.542)	(7.926)	(2.848)
Custo Desenvolvimento	(4.613)	(5.130)	(2.409)	(7.285)
LA Impostos	13.358	17.314	12.331	17.861
Impostos	(5.457)	(6.716)	(3.989)	(6.661)
Fluxo líquido Futuro	7.901	10.598	8.342	11.200
Desconto	(2.814)	(3.673)	(3.286)	(4.115)
FCD	5.087	6.925	5.056	7.085

Fluxo de Caixa Ajustado	1999	2000	2001	2002
Preço - VTI		30,37	25,93	26,16
Reservas		1.120,5	955,0	782,0
Fluxo Futuro		34.026	24.765	20.459
Custo Produção		(4.539)	(4.204)	(3.804)
Custo Desenvolvimento		(2.809)	(4.642)	(27.041)
LA Impostos		26.678	15.918	(10.385)
Impostos		(9.643)	(5.754)	3.754
Fluxo Futuro Líquido		17.036	10.165	(6.632)

INDICADORES					
	1999	2000	2001	2002	M
Taxa de Desenvolvimento		71,6%	91,0%	6,3%	56,3%
Variação: Res Desenvolvidas		9,8%	9,6%	-14,7%	
Variação: Res Provasdas		4,2%	28,1%	-16,7%	5,2%
Taxa Descoberta	7,8%	4,6%	8,5%	8,2%	7,3%
Taxa de Produção		17,7%	18,9%	18,1%	18,2%
Prazo Esgotamento	8,5	8,1	8,9	7,1	8,2

Custos	1999	2000	2001	2002	
Custos Exploração	256	370	3.889	428	
Custo Desenvolvimento	626	536	1.182	1.095	
Custos Incorridos	882	906	5.071	1.523	
Desenvolvimento de Reservas (q)		213,8	243,2	31,7	
Custo Desenvolvimento (u)		2,51	4,86	34,58	13,98
Descobertas (q)		51,7	122,0	98,2	
Custo Exploração (Ct-1 / Dt) (u)		4,95	3,03	39,62	21,32
Custo Produção		557	711	822	
I Renda		613	523	220	
Custo Produção		1.170	1.234	1.042	
Produção (q)		137,5	161,5	169,0	
Custo Produção (u)		8,51	7,64	6,17	7,44
Custo Produção (u)		4,1	4,4	4,9	4,44
I Renda (u)		4,5	3,2	1,3	3,00
Custo Total (u)		15,97	15,53	80,36	47,95

INDICADORES				
	1999	2000	2001	2002
Receitas		3.097	3.551	3.786
Resultado		885	883	(81)
Ativo		4.688	10.412	8.392
Ativo Total		10.274	15.369	13.262
Ativos - Outros		5.586	4.957	4.870
Participação no Ativo - O&G		46%	68%	63%
Custo Capitalizado - SE		3.493	7.287	6.160
Custo Capitalizado - FC				
Valor O&G - Y		6.292	8.688	6.858

AMERADA HESS

Estimativas Empresa	2000	2001	2002	M
Reservas	1.120,5	1.435,2	1.194,8	
Res. Desenvolvidas	853,3	935,0	797,7	
Res. Não desenvolvidas	267,2	500,2	397,2	
Preço	23,19	15,79	23,43	
Custo produção (u) *	(3,16)	(5,52)	(2,38)	(3,69)
Custo Desenvolvimento	(19,20)	(4,82)	(18,34)	(14,12)
Tempo de Desenv	2,0	2,0	16	7
Impostos *	(5,99)	(2,78)	(5,57)	(4,78)
Impostos	39%	32%	37%	36%
Tempo de Exaustão	8	9	7	8
FC Futuro	25.986	22.666	27.994	
Custos Produção	(3.542)	(7.926)	(2.848)	(3,69)
Custos Desenvolvimento	(5.130)	(2.409)	(7.285)	(14,12)
L A Impostos	17.314	12.331	17.861	
Impostos	(6.716)	(3.989)	(6.661)	36%
FC Liq Futuro	10.598	8.342	11.200	
Desconto	(3.673)	(3.286)	(4.115)	
FCD Padronizado	6.925	5.056	7.085	

[illegible]

AMERADA HESS

	2000	2001	2002
Reservas Não Desenv	267,2	500,2	397,2
Preço	30,37	25,93	26,16
Custo Desenvolvimento	19,20	4,82	18,34
Custo Produção	9,15	8,30	7,96
Preço Exercício	5.130	2.409	7.285
Valor do Ativo	5.667	8.818	7.230
Vencimento	8	9	7
Variância	16,30%	16,22%	16,11%
Taxa Livre de Risco	5,74%	4,65%	4,19%
Rendimentos (<i>dividend yield</i>)	6,97%	7,46%	7,12%

	2000	2001	2002
Rendimentos (1 = sim)	1	1	1
X (exercício)	5.130	2.409	7.285
r (taxa livre de risco)	5,7%	4,7%	4,2%
Var	16,3%	16,2%	16,1%
t (tempo)	8,1	8,9	7,1
D1	0,5758	1,4735	0,3321
D2	-0,5768	0,2729	-0,7351
ND1	0,7176	0,9297	0,6301
ND2	0,2820	0,6075	0,2311
S (ajustado)	3.211	4.546	4.370

S (valor do ativo)	5.667	8.818	7.230
Divid (y)	6,97%	7,46%	7,12%
S (ajustado)	3.211	4.546	4.370

Valor Estimado			
C	1.398	3.258	1.501

	2000	2001	2002
Res. Não desenvolvidas	1.398	3.258	1.501
Res. Desenvolvidas	7.290	7.134	6.449
Reservas	8.689	10.393	7.951

AMERADA HESS				
VARIÁVEIS	1999	2000	2001	2002
Reservas Provadas		1.120,5	1.435,2	1.194,8
VOG - Y		6.292	8.688	6.858
VC (F19)		3.493	7.287	6.160
VP (F69)		6.925	5.056	7.085
VF (F69)		10.598	8.342	11.200
MD		21.683	19.274	(17.423)
FCD		6.719	9.590	7.418
OR		8.689	10.393	7.951

EXXON-MOBIL				
-------------	--	--	--	--

Reservas Provasdas	1999	2000	2001	2002
Óleo	11.260,0	11.561,0	11.491,0	11.823,0
Gás	9.466,0	9.311,0	9.324,3	9.286,3
Bpc	56.796,0	55.866,0	55.946,0	55.718,0
TOTAL	20.726,0	20.872,0	20.815,3	21.109,3

Descobertas e Recuperação	1999	2000	2001	2002
Óleo	818,0	640,0	574,0	871,0
Gás	192,5	173,2	578,3	433,5
Bpc	1.155,0	1.039,0	3.470,0	2601,0
TOTAL	1.010,5	813,2	1.152,3	1.304,5

Produção	1999	2000	2001	2002
Óleo	892,0	913,0	899,0	881,0
Gás	692,2	696,3	693,0	705,8
Bpc	4.153,0	4.178,0	4.158,0	4235,0
TOTAL	1.584,2	1.609,3	1.592,0	1.586,8

Revisões	1999	2000	2001	2002
Revisões Óleo	393,0	580,0	264,0	355,0
Revisões Gás	301,2	367,8	139,3	234,5
Bpc	1.807,0	2.207,0	836,0	1.407,0
TOTAL	694,2	947,8	403,3	589,5

Reservas Desenvolvidas	1999	2000	2001	2002
Óleo	7.259,0	7.338,0	7.212,0	7.200,0
Gás	6.100,2	6.336,2	6.003,7	5.790,5
Bpc	36.601,0	38.017,0	36.022,0	34.743,0
TOTAL	13.359,2	13.674,2	13.215,7	12.990,5
Reservas Não Desenvolvidas	7.366,8	7.197,8	7.599,7	8.118,8

Fluxo de Caixa Padronizado	1999	2000	2001	2002
Fluxo Futuro	368.791	479.884	312.136	484.278
Custo Produção	(98.589)	(112.661)	(95.724)	(117.755)
Custo Desenvolvimento	(23.155)	(27.955)	(27.535)	(35.944)
LA Impostos	247.047	339.268	188.877	330.579
Impostos	(108.746)	(143.495)	(79.891)	(136.128)
Fluxo líquido Futuro	138.301	195.773	108.986	194.451
Desconto	(69.734)	(98.521)	(55.738)	(97.892)
FCD	68.567	97.252	53.248	96.559

Fluxo de Caixa Ajustado	1999	2000	2001	2002
Preço - WTI		30,37	25,93	26,16
Reservas		20.872,0	11.491,0	11.823,0
Fluxo Futuro		633.811	297.982	309.317
Custo Produção		(67.415)	(37.533)	(40.711)
Custo Desenvolvimento		(49.177)	(62.032)	(67.769)
LA Impostos		517.219	198.417	200.838
Impostos		(216.839)	(83.184)	(84.199)
Fluxo Futuro Líquido		300.380	115.232	116.638

INDICADORES					
	1999	2000	2001	2002	M
Taxa de Desenvolvimento		26,1%	15,7%	17,9%	19,9%
Variação: Res Desenvolvidas		2,4%	-3,4%	-1,7%	
Variação: Res Provasdas		0,7%	-0,3%	1,4%	0,6%
Taxa Descoberta	4,9%	3,9%	5,5%	6,2%	5,1%
Taxa de Produção		12,0%	11,6%	12,0%	11,9%
Prazo Esgotamento	13,1	13,0	13,1	13,3	13,1

Custos	1999	2000	2001	2002	
Custos Exploração	1.947	1.529	1.684	1.350	
Custo Desenvolvimento	5.812	4.534	6.119	7.805	
Custos Incorridos	7.759	6.063	7.803	9.155	
Desenvolvimento de Reservas (q)		1.924,3	1.133,5	1.361,7	
Custo Desenvolvimento (u)		2,36	5,40	5,73	4,50
Descobertas (q)		813,2	1.152,3	1.304,5	
Custo Exploração (Ct-1 / Dt) (u)		2,39	1,33	1,29	1,31
Custo Produção		5.198	5.200	5.464	
I Renda		9.599	7.651	6.745	
Custo Produção		14.797	12.851	12.209	
Produção (q)		1.609,3	1.592,0	1.586,8	
Custo Produção (u)		9,19	8,07	7,69	8,32
Custo Produção (u)		3,2	3,3	3,4	3,31
I Renda (u)		6,0	4,8	4,3	5,01
Custo Total (u)		13,94	14,80	14,72	14,76

INDICADORES				
	1999	2000	2001	2002
Receitas		35.358	31.840	30.341
Resultado		12.685	10.736	9.598
Ativo		59.372	59.797	66.425
Ativo Total		149.000	143.174	152.644
Ativos - Outros		89.628	83.377	86.219
Participação no Ativo - O&G		40%	42%	44%
Custo Capitalizado - SE		44.253	44.733	49.764
Custo Capitalizado - FC				
Valor O&G - Y		156.645	156.213	158.451

EXXON-MOBIL

Estimativas Empresa	2000	2001	2002	M
Reservas	20.872,0	20.815,3	21.109,3	
Res. Desenvolvidas	13.674,2	13.215,7	12.990,5	
Res. Não desenvolvidas	7.197,8	7.599,7	8.118,8	
Preço	22,99	15,00	22,94	
Custo produção (u) *	(5,40)	(4,60)	(5,58)	(5,19)
Custo Desenvolvimento	(3,88)	(3,62)	(4,43)	(3,98)
Tempo de Desenv	4	6	6	5
Impostos *	(6,88)	(3,84)	(6,45)	(5,72)
Impostos	42%	42%	41%	42%
Tempo de Exaustão	13	13	13	13
FC Futuro	479.884	312.136	484.278	
Custos Produção	(112.661)	(95.724)	(117.755)	(5,19)
Custos Desenvolvimento	(27.955)	(27.535)	(35.944)	(3,98)
L A Impostos	339.268	188.877	330.579	
Impostos	(143.495)	(79.891)	(136.128)	42%
FC Liq Futuro	195.773	108.986	194.451	
Desconto	(98.521)	(55.738)	(97.892)	
FCD Padronizado	97.252	53.248	96.559	

[illegible]

EXXON-MOBIL

	2000	2001	2002
Reservas Não Desenv	7.197,8	7.599,7	8.118,8
Preço	30,37	25,93	26,16
Custo Desenvolvimento	3,88	3,62	4,43
Custo Produção	12,27	8,44	12,03
Preço Exercício	27.955	27.535	35.944
Valor do Ativo	130.237	132.956	114.762
Vencimento	13	13	13
Variância	16,30%	16,22%	16,11%
Taxa Livre de Risco	5,74%	4,65%	4,19%
Rendimentos (<i>dividend yield</i>)	4,75%	4,59%	4,73%

	2000	2001	2002
Rendimentos (1 = sim)	1	1	1
X (exercício)	27.955	27.535	35.944
r (taxa livre de risco)	5,7%	4,7%	4,2%
Var	16,3%	16,2%	16,1%
t (tempo)	13,0	13,1	13,3
D1	1,8743	1,8152	1,4755
D2	0,4202	0,3588	0,0116
ND1	0,9696	0,9653	0,9300
ND2	0,6628	0,6401	0,5046
S (ajustado)	70.377	72.992	61.168

S (valor do ativo)	130.237	132.956	114.762
Divid (y)	4,75%	4,59%	4,73%
S (ajustado)	70.377	72.992	61.168

Valor Estimado			
C	59.437	60.862	46.491

	2000	2001	2002
Res. Não desenvolvids	59.437	60.862	46.491
Res. Desenvolvidas	78.838	72.129	68.626
Reservas	138.275	132.991	115.116

EXXON-MOBIL				
VARIÁVEIS	1999	2000	2001	2002
Reservas Provadas		20.872,0	20.815,3	21.109,3
VOG - Y		156.645	156.213	158.451
VC (F19)		44.253	44.733	49.764
VP (F69)		97.252	53.248	96.559
VF (F69)		195.773	108.986	194.451
MD		392.727	259.385	268.857
FCD		107.496	102.010	96.353
OR		138.275	132.991	115.116

APÊNDICE B - RESULTADOS DAS AVALIAÇÕES

Empresas	Valor O&G			Valor Contábil			VP FASB 69			VF FASB 69			Magem Direta			FCD			OR		
	2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002
Petrobras	72.081	68.227	77.948	12.182	12.899	12.446	32.996	21.946	38.714	70.763	44.500	77.010	160.576	92.730	117.444	39.917	39.347	39.669	55.608	54.043	50.344
Chevron-texaco	85.250	87.275	88.276	30.484	30.474	31.715	65.988	30.144	61.191	121.701	60.648	119.522	163.217	151.069	123.166	71.291	60.760	58.622	93.383	84.875	80.067
Occidental	14.292	14.827	15.359	10.033	10.277	10.738	15.344	6.602	12.510	31.929	13.187	25.458	40.783	22.407	30.189	10.404	9.530	9.715	12.056	12.628	11.692
Anadarko	13.456	15.305	15.482	11.330	11.765	13.204	21.405	8.031	14.110	52.089	18.517	34.727	37.954	33.062	31.464	10.254	15.019	13.673	10.036	18.303	16.258
Apache	6.033	7.407	7.754	6.250	7.277	7.727	11.948	5.543	9.151	21.151	9.883	17.061	20.330	16.738	16.209	7.053	7.095	6.419	7.714	9.397	8.599
Shell	143.396	140.673	142.694	25.184	30.195	47.283	63.041	45.878	65.702	114.861	86.354	123.185	285.431	244.281	255.521	94.535	86.320	86.300	140.302	117.167	103.766
Conoco-Phillips	35.971	36.825	57.217	11.210	12.581	28.616	34.369	9.991	20.417	71.606	21.466	45.063	97.904	67.128	127.710	13.690	18.051	27.643	16.350	26.480	38.451
BP-Amoco	111.738	120.105	129.427	48.745	50.740	53.369	89.600	44.500	76.500	162.500	82.600	146.900	313.797	203.053	257.843	94.370	74.187	64.056	106.356	115.227	107.904
Amerada Hess	6.292	8.688	6.858	3.493	7.287	6.160	6.925	5.056	7.085	10.598	8.342	11.200	21.683	19.274	(17.423)	6.719	9.590	7.418	8.689	10.393	7.951
Exxon-Mobil	156.645	156.213	158.451	44.253	44.733	49.764	97.252	53.248	96.559	195.773	108.986	194.451	392.727	259.385	268.857	107.496	102.010	96.353	138.275	132.991	115.116

APÊNDICE C - DIFERENÇAS MÉDIAS NAS AVALIAÇÕES PARA OS 3 ANOS							
Empresas	Valor O&G	Valor Contábil	VP FASB 69	VF FASB 69	Magem Direta	FCD	OR
Petrobras	72.752	12.509	31.219	64.091	123.583	39.644	53.332
		60.243	41.533	8.661	(50.831)	33.107	19.420
Chevron-texaco	86.933	30.891	52.441	100.624	145.817	63.557	86.108
		56.042	34.492	(13.690)	(58.883)	23.376	825
Occidental	14.826	10.349	11.485	23.525	31.127	9.883	12.125
		4.476	3.340	(8.699)	(16.301)	4.943	2.701
Anadarko	14.748	12.100	14.515	35.111	34.160	12.982	14.866
		2.648	232	(20.363)	(19.413)	1.765	(118)
Apache	7.065	7.085	8.881	16.032	17.759	6.855	8.570
		(20)	(1.816)	(8.967)	(10.694)	210	(1.505)
Shell	142.254	34.221	58.207	108.133	261.744	89.052	120.412
		108.034	84.047	34.121	(119.490)	53.202	21.842
Conoco-Phillips	43.338	17.469	21.592	46.045	97.581	19.795	27.093
		25.869	21.745	(2.707)	(54.243)	23.543	16.244
BP-Amoco	120.423	50.951	70.200	130.667	258.231	77.537	109.829
		69.472	50.223	(10.243)	(137.808)	42.886	10.594
Amerada Hess	7.280	5.647	6.355	10.047	7.845	7.909	9.011
		1.633	924	(2.767)	(565)	(629)	(1.731)
Exxon-Mobil	157.103	46.250	82.353	166.403	306.990	101.953	128.794
		110.853	74.750	(9.300)	(149.886)	55.150	28.309
Quantidade		2	4	6	1	8	9
Primeira		1	0	3	1	0	5
Segunda		0	2	3	0	2	3
Terceira		1	2	0	0	6	1
Pontuação		6	6	21	5	10	32
Quantidade		20%	40%	60%	10%	80%	90%
Primeira		10%	0%	30%	10%	0%	50%
Segunda		0%	20%	30%	0%	20%	30%
Terceira		10%	20%	0%	0%	60%	10%

APÊNDICE D - DIFERENÇAS ANUAIS NAS AVALIAÇÕES

2000							
Empresas	Valor O&G	Valor Contábil	VP FASB 69	VF FASB 69	Magem 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	Magem 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%

APÊNDICE E - DIFERENÇAS INDIVIDUAIS E ANUAIS NAS AVALIAÇÕES

2000							
Empresas	Valor O&G	Valor Contábil	VP FASB 69	VF FASB 69	Magem Direta	FCD	OR
Petrobras	72.081	12.182	32.996	70.763	160.576	39.917	55.608
		59.899	39.085	1.318	(88.495)	32.163	16.473
Chevron-texaco	85.250	30.484	65.988	121.701	163.217	71.291	93.383
		54.766	19.262	(36.451)	(77.967)	13.959	(8.133)
Occidental	14.292	10.033	15.344	31.929	40.783	10.404	12.056
		4.259	(1.052)	(17.637)	(26.492)	3.888	2.236
Anadarko	13.456	11.330	21.405	52.089	37.954	10.254	10.036
		2.126	(7.949)	(38.633)	(24.499)	3.201	3.419
Apache	6.033	6.250	11.948	21.151	20.330	7.053	7.714
		(217)	(5.915)	(15.118)	(14.297)	(1.020)	(1.681)
Shell	143.396	25.184	63.041	114.861	285.431	94.535	140.302
		118.212	80.355	28.535	(142.035)	48.860	3.093
Conoco-Phillips	35.971	11.210	34.369	71.606	97.904	13.690	16.350
		24.761	1.602	(35.635)	(61.933)	22.281	19.621
BP-Amoco	111.738	48.745	89.600	162.500	313.797	94.370	106.356
		62.993	22.138	(50.762)	(202.059)	17.368	5.381
Amerada Hess	6.292	3.493	6.925	10.598	21.683	6.719	8.689
		2.799	(633)	(4.306)	(15.390)	(427)	(2.396)
Exxon-Mobil	156.645	44.253	97.252	195.773	392.727	107.496	138.275
		112.392	59.393	(39.128)	(236.082)	49.149	18.370

2001							
Empresas	Valor O&G	Valor Contábil	VP FASB 69	VF FASB 69	Magem Direta	FCD	OR
Petrobras	68.227	12.899	21.946	44.500	92.730	39.347	54.043
		55.328	46.281	23.727	(24.503)	28.880	14.184
Chevron-texaco	87.275	30.474	30.144	60.648	151.069	60.760	84.875
		56.801	57.131	26.627	(63.794)	26.515	2.400
Occidental	14.827	10.277	6.602	13.187	22.407	9.530	12.628
		4.550	8.225	1.640	(7.580)	5.297	2.199
Anadarko	15.305	11.765	8.031	18.517	33.062	15.019	18.303
		3.540	7.274	(3.212)	(17.757)	286	(2.998)
Apache	7.407	7.277	5.543	9.883	16.738	7.095	9.397
		130	1.864	(2.476)	(9.331)	312	(1.990)
Shell	140.673	30.195	45.878	86.354	244.281	86.320	117.167
		110.478	94.795	54.319	(103.608)	54.353	23.506
Conoco-Phillips	36.825	12.581	9.991	21.466	67.128	18.051	26.480
		24.244	26.834	15.359	(30.303)	18.774	10.345
BP-Amoco	120.105	50.740	44.500	82.600	203.053	74.187	115.227
		69.365	75.605	37.505	(82.948)	45.918	4.878
Amerada Hess	8.688	7.287	5.056	8.342	19.274	9.590	10.393
		1.401	2.231	(3.286)	(10.932)	9.685	(803)
Exxon-Mobil	156.213	44.733	53.248	108.986	259.385	102.010	132.991
		111.480	102.965	47.227	(103.171)	54.204	23.222

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
		65.502	39.234	938	(39.496)	38.279	27.603
Chevron-texaco	88.276	31.715	61.191	119.522	123.166	58.622	80.067
		56.561	27.085	(31.246)	(34.890)	29.654	8.209
Occidental	15.359	10.738	12.510	25.458	30.189	9.715	11.692
		4.621	2.849	(10.099)	(14.831)	5.644	3.667
Anadarko	15.482	13.204	14.110	34.727	31.464	13.673	16.258
		2.278	1.372	(19.245)	(15.983)	1.809	(777)
Apache	7.754	7.727	9.151	17.061	16.209	6.419	8.599
		27	(1.397)	(9.307)	(8.454)	1.336	(844)
Shell	142.694	47.283	65.702	123.185	255.521	86.300	103.766
		95.411	76.992	19.509	(112.827)	56.394	38.928
Conoco-Phillips	57.217	28.616	20.417	45.063	127.710	27.643	38.451
		28.601	36.800	12.154	(70.494)	29.574	18.766
BP-Amoco	129.427	53.369	76.500	146.900	257.843	64.056	107.904
		76.058	52.927	(17.473)	(128.416)	65.371	21.523
Amerada Hess	6.858	6.160	7.085	11.200	(17.423)	7.418	7.951
		698	(227)	(4.342)	24.282	(560)	(1.092)
Exxon-Mobil	158.451	49.764	96.559	194.451	268.857	96.353	115.116
		108.687	61.892	(36.000)	(110.406)	62.099	43.335

APÊNDICE F

Dispersões entre as Avaliações e o Valor de O&G

DISPERSÃO ENTRE AS AVALIAÇÕES E O VALOR DE O&G