UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E CONTABILIDADE
DE RIBEIRÃO PRETO
DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

JOÃO CARLOS DE AGUIAR DOMINGUES

**Perda do valor de recuperação em ativos de exploração e produção de
petróleo e gás**

Orientador: Prof. Dr. Carlos Roberto de Godoy

RIBEIRÃO PRETO
2009

Prof. Dr. João Grandino Rodas
Reitor da Universidade de São Paulo

Prof. Dr. Rudinei Toneto Junior
Diretor da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão
Preto

Profa. Dra. Adriana Maria Procópio de Araújo
Chefe do Departamento de Contabilidade

JOÃO CARLOS DE AGUIAR DOMINGUES

**Perda do valor de recuperação em ativos de exploração e produção de
petróleo e gás**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Controladoria e Contabilidade do Departamento de Contabilidade da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, como requisito para obtenção do título de Mestre em Contabilidade.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Roberto de Godoy

RIBEIRÃO PRETO
2009

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Domingues, João Carlos de Aguiar

Perda do valor de recuperação em ativos de exploração e produção de petróleo e gás, 2009.

149 p. : il. ; 30 cm

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto da Universidade de São Paulo.

Orientador: Godoy, Carlos Roberto de

1. *Impairment*. 2. Valor Recuperável. 3. Contabilidade para o Setor Petrolífero.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: DOMINGUES, João Carlos de Aguiar

Título: Perda do valor de recuperação em ativos de exploração e produção de petróleo e gás

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Controladoria e Contabilidade do Departamento de Contabilidade da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, como requisito para obtenção do título de Mestre em Contabilidade.

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. _____

Instituição: _____ Assinatura _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____ Assinatura _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____ Assinatura _____

À memória de minha querida avó Algair, pela educação, pelo amor, pelos cuidados e pelo exemplo de ser humano forte e batalhador.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Universidade de São Paulo, especialmente à Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto – FEA-RP/USP, pela estrutura física e intelectual oferecidas para a realização do curso e conclusão deste trabalho.

Ao Professor Carlos Roberto de Godoy, meu orientador, pelos ensinamentos, pelas discussões que permitiram o meu crescimento intelectual, pela motivação, pela disposição, pelo exemplo profissional e humano e, principalmente, pela amizade.

Ao meu pai, João, pelo amor, pelo exemplo de Homem, pelos ensinamentos, pela força nos momentos difíceis e por deixar sempre certa sua presença ao meu lado.

À minha amada Lígia, pela convivência com a diferença, pela paciência, pelo estímulo, pela compreensão e pelo companheirismo durante esse tempo juntos.

Ao meu irmão, João Junior, pela amizade e pelas discussões nos churrascos em casa, que de muito proveito serviram e ainda servem para a formação de minhas opiniões.

À minha tia Nazira, pelo amor, pelos cuidados e pela força indispensável para que eu chegasse até aqui.

Aos Professores da FEA de Ribeirão Preto, pelo que representaram em minha formação, em especial aos professores Amaury José Rezende, Evandro Marcos Saidel Ribeiro, Flávio Donizete Batistella, Roni Cleber Bonizio, Rosana Carmen de Meiroz Grillo Gonçalves, Sílvio Hiroshi Nakao e Vinicius Aversari Martins.

Aos Professores Edmilson Moutinho dos Santos e Silvio Hiroshi Nakao, por aceitarem avaliar e contribuir com este trabalho.

Aos amigos e parceiros do mestrado, em especial àqueles que fizeram da casa da pós sua segunda morada: Rafael Carioca, André Machado, Beth, Eduardo Baiano, Juliana, Iraci, Bonacim e Rômulo.

Aos funcionários da FEA-RP/USP, em especial à Érika, à Vânia e à Larrisa, pela paciência e apoio operacional na conclusão do trabalho.

À Fundação para Pesquisa e Desenvolvimento da Administração, Contabilidade e Economia - Ribeirão Preto – SP (FUNDACE) e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro.

E, finalmente, a todos aqueles que contribuíram para o cumprimento de mais esta importante etapa de minha vida.

Muito Obrigado!

“Nada pode saciar os apetites humanos, pois a natureza nos deu a faculdade de tudo desejar, mas não nos deixa senão provar poucas coisas, resultando um descontentamento permanente e um desgosto pelo que possuímos, o que nos faz culpar o presente, louvar o passado e desejar o futuro, ainda que sem razão.”

Nicolau Maquiavel

RESUMO

Domingues, J. C. A. **Perda do valor de recuperação em ativos de exploração e produção de petróleo e gás**. 2009. 149 f. Dissertação (Mestrado em Contabilidade) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

A atividade de exploração e produção (E&P) de óleo e gás caracteriza-se por ser tipicamente de capital intensivo, envolver altos riscos e longos prazos de maturação dos investimentos, evidenciando valores significativos dos ativos empregados e apresentando, consequentemente, dificuldade na recuperação dos valores capitalizados. Assim, o teste para verificar a recuperação dos valores dos ativos – *impairment* – tem importância acentuada para o setor. Nesse contexto, o presente trabalho objetivou identificar o impacto das variações no preço do petróleo e no volume de reservas provadas sobre a perda do valor de recuperação (*impairment*) atribuída aos ativos de E&P de empresas petrolíferas listadas na NYSE, durante o período que correspondeu aos relatórios contábeis de 2003 a 2008. Para tal: (i) foram caracterizadas a indústria e a contabilidade para o setor petrolífero, sobretudo o seu principal segmento, de E&P; (ii) foram levantadas as principais normas norte-americanas, internacionais e brasileiras que orientam a metodologia do teste de *impairment*, evidenciando suas diferenças; (iii) foi apresentada a aplicação do teste de *impairment* especificamente na indústria petrolífera e (iv) foram levantadas evidências empíricas para serem identificadas as influências das variáveis selecionadas sobre a despesa de *impairment* atribuída ao segmento de E&P. Na caracterização da indústria petrolífera e de sua contabilidade ficaram evidentes características peculiares como, por exemplo, a possibilidade de escolha de um dos dois métodos de contabilização para os gastos incorridos nas atividades de E&P. Na análise das normas que orientam o teste de *impairment*, constatou-se que, apesar das consideráveis semelhanças, as diferenças observadas podem distorcer o real objetivo do instrumento, que é o de garantir que os registros contábeis retratem o valor mais acurado possível dos benefícios econômicos futuros que os ativos podem gerar à entidade. Na análise da aplicação do teste na indústria petrolífera, ficou evidente o risco existente na atividade de E&P, o que atribui a seus ativos uma incerteza na realização dos fluxos de caixas futuros. E, por fim, na análise de como as variáveis selecionadas se relacionam e, consequentemente, influenciam as Despesas de *Impairment* de E&P, observou-se, principalmente, a relação inversa dessa variável com os valores de Descobertas. Esses resultados dão indícios de que a variável “Descoberta” deve ser premissa levada em consideração no cálculo do valor de recuperação de um ativo de E&P.

Palavras-chave: *Impairment*. Valor Recuperável. Contabilidade para o Setor Petrolífero.

ABSTRACT

Domingues, J. C. A. Impairment in oil and gas exploration and production assets. 2009. 149 p. Master's Thesis in Accountancy – University of São Paulo at Ribeirão Preto School of Economics, Business Administration and Accountancy, 2010.

Oil and gas exploration and production (E&P) is characterized as an activity that is typically capital-intensive, involves high risks and long investment maturity terms, with high values of assets used and, consequently, difficulties to recover capitalized amounts. Hence, impairment tests are very important to the sector. In that context, this research aimed to identify the impact of variations in oil prices and proven reserve volumes in the impairment of E&P assets of oil companies listed on NYSE, during the period corresponding to the financial statements between 2003 and 2008. Therefore, (i) the industry and accounting for the oil sector were characterized, particularly its main segment, which is E&P, (ii) the main North American, international and Brazilian standards were surveyed which guide the impairment test method, evidencing differences, (iii) the application of the impairment test was presented, specifically in the oil industry, and (iv) empirical evidence was raised to identify the influences of the identified variables on impairment expense attributed to the E&P segment. In the characterization of the oil industry and its accounting, peculiar characteristics were evidenced, such as, for example, the possibility to choose between one of two methods to account for costs incurred in E&P activities. In the analysis of the standards guiding the impairment test, it was verified that, despite considerable similarities, the observed differences can distort the true goal of this instrument, which is to guarantee that accounting records picture the value of the future economic benefits the assets can create for the entity as precisely as possible. In the analysis of the test application to the oil industry, the risk of E&P activities was evidenced, which entails uncertainty for the realization of these assets' future cash flows. And, finally, in the analysis of how the selected variables are related and, consequently, influence Impairment Expenses of E&P, the main observation was related to the inverse relation between this variable and the values of Discoveries. These results indicate that the "Discovery" variable should be a premise taken into account when calculating the recovery value of an E&P asset.

Keywords: *Impairment. Recoverable Amount. Petroleum Accounting.*

LISTA DE SIGLAS

ABRASCA	Associação Brasileira das Companhias Abertas
AICPA	<i>American Institute of Certified Public Accountants</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agencia Nacional do Petróleo
ANS	<i>Alaskan North Slope</i>
APB	<i>Accounting Principles Board</i>
APIMEC	Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais
ARS	<i>Accounting Research Study</i>
ASR	<i>Accounting Series Release</i>
BCB	Banco Central do Brasil
BOE	Barril de Óleo Equivalente
BOVESPA	Bolsa de Valores de São Paulo
BP	<i>British Petroleum</i>
CEO	<i>Chief Executive Officer</i>
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CFC	Conselho Federal de Contabilidade
CMN	Conselho Monetário Nacional
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COMP_VEND	Líquido (compra - venda)
COP	<i>ConocoPhillips</i>
CPC	Comitê de Pronunciamentos Contábeis
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
CVX	<i>Chevron Corporation</i>
Desc_BOE	Descobertas de óleo e gás em BOE
DI_EP	Despesas de <i>impairment</i> atribuída aos ativos de E&P
E	<i>ENI S.p.A.</i>
E&P	Exploração e Produção
EUA	Estados Unidos da América
FASB	<i>Financial Accounting Standards Board</i>
FC	<i>Full Cost</i>

FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FIPECAFI	Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras
G&G	Geologia e Geofísica
HES	<i>Hess Corporation</i>
IAS	<i>International Accounting Standard</i>
IASB	<i>International Accounting Standards Board</i>
IASC	<i>International Accounting Standards Committee</i>
IBRACON	Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
IFRIC	<i>International Financial Reporting Interpretations Committee</i>
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i>
MRO	<i>Marathon Oil Corporation</i>
MUR	<i>Murphy Oil Corporation</i>
NLP	Nova Lei do Petróleo
NPC	Normas e Procedimentos de Contabilidade
NYSE	<i>New York Stock Exchange</i>
OPEC	<i>Organization of the Petroleum Exporting Countries</i>
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PBR	Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.
PCZ	<i>Petro-Canada</i>
PIB	Produto Interno Bruto
PREÇO_PETRO	Preço do petróleo
Prod_BOE	Produção de óleo e gás em BOE
PTR	<i>PetroChina Company Limited</i>
RDS.A	<i>Royal Dutch Shell plc</i>
REPPRA	<i>Repsol International Capital Limited</i>
RP_BOE	Reservas provadas de óleo e gás em BOE
RRA	<i>Reserve Recognition Accounting</i>
SE	<i>Successful Efforts</i>
SEC	<i>Securities and Exchange Commission</i>
SFAS	<i>Statement of Financial Accounting Standards</i>
SIC	<i>Standards Interpretation Committee</i>
SNP	<i>China Petroleum & Chemical Corporation</i>
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers</i>

SRF	Secretaria da Receita Federal
SSL	<i>Sasol Limited</i>
STO	<i>StatoilHydro ASA</i>
SU	<i>Suncor Energy Inc.</i>
Susep	Superintendência dos Seguros Privados
TOT	<i>TOTAL S.A.</i>
UGC	Unidade Geradora de Caixa
UK	<i>United Kingdom</i>
US GAAP	<i>Generally Accepted Accounting Principles</i> nos EUA
WACC	<i>Weighted Average Cost Of Capital</i>
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>
XOM	<i>Exxon Mobil Corporation</i>
YPF	<i>YPF Sociedad Anônima</i>

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Evolução Histórica da Normatização Contábil para o Setor Petrolífero	50
Quadro 2 – Comparação Entre os Métodos de Capitalização dos Gastos.....	55
Quadro 3 – Metodologias de Avaliação de Ativos a Valores de Entrada	63
Quadro 4 – Metodologias de Avaliação de Ativos a Valores de Saída.....	64
Quadro 5 – Ativos a quais não se Aplicam a IAS nº 36 e Respectivas Normas	75
Quadro 6 – Diferenças entre a Normatização Contábil para o Teste <i>Impairment</i>	96
Quadro 7 – Fases da Atividade de E&P e Suas Características	98
Quadro 8 – Amostra Seleccionada: Empresas Petrolíferas Integradas Listadas na NYSE.....	114
Quadro 9 – Variáveis da Análise	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados das 10 Rodadas de Licitações da ANP	36
Tabela 2 – Dados do Consumo de Energia Primária no Mundo e no Brasil	36
Tabela 3 – Reservas Provadas de Petróleo – 1999-2008	38
Tabela 4 – Reservas Provadas de Gás Natural – 1999-2008	39
Tabela 5 – Segmento de E&P das Principais Empresas Petrolíferas do Mundo	42
Tabela 6 – Informações por Segmentos da <i>British Petroleum</i> do Ano de 2008	101
Tabela 7 – Movimento nas Reservas da <i>Chevron Corporation</i> no Ano de 2008	108
Tabela 8 – Fluxo de Caixa Descontado da <i>Hess Corporation</i> no Ano de 2008	111
Tabela 9 – Estatísticas Básicas e Descritivas das Variáveis Levantadas	121
Tabela 10 – Estatísticas Básicas e Descritivas de Reservas Provadas e suas Alterações	122
Tabela 11 – Médias das Variáveis por Empresa – 2003 a 2008	124
Tabela 12 – Médias das Variáveis por Empresa – 2003 a 2008	124
Tabela 13 – Médias das Variáveis que Afetam o Volume de Reservas – 2003 a 2008	125
Tabela 14 – Médias das Variáveis que Afetam o Volume de Reservas – 2003 a 2008	126
Tabela 15 – Médias de <i>Impairment</i> das 19 Empresas (2003 – 2008)	128
Tabela 16 – Coeficientes de Correlação	133
Tabela 17 – Aderência dos Resultados com as Proposições Formuladas	133

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Ativos de E&P e Ativos Totais – Empresas Petrolíferas Listadas na NYSE.....	21
Gráfico 2 – Comportamento dos Preços do Óleo Cru – <i>Brent</i> e WTI (1976 a 2008)	40
Gráfico 3 – Média Anual das Variáveis Identificadas.....	126
Gráfico 4 – Média Anual de Despesas de <i>Impairment</i>	129

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Ilustração 1 – Normas Referentes ao <i>Impairment</i> na Indústria Petrolífera	23
Ilustração 2 – Estrutura do Trabalho	30
Ilustração 3 – Classificação das Reservas	33
Ilustração 4 – Reservas Provadas de Petróleo – Em 31/12/2008 (bilhões barris).....	37
Ilustração 5 – Reservas Provadas de Gás Natural – Em 31/12/2008 (trilhões de m ³).....	38
Ilustração 6 – Etapas da Atividade de E&P de Petróleo.....	45
Ilustração 7 – Método de Capitalização dos Esforços Bem Sucedidos.....	57
Ilustração 8 – Método da Capitalização Total.....	58
Ilustração 9 – Teste de <i>Impairment</i> – SFAS nº 144	69
Ilustração 10 – Passos Executados na Avaliação do <i>Impairment</i> – SFAS nº 144.....	72
Ilustração 11 – Comparação para o Reconhecimento de <i>Impairment</i> – IAS nº 36	75
Ilustração 12 – Passos Executados na Avaliação do <i>Impairment</i> - IAS nº 36.....	81

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	18
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	18
1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA E PROPOSIÇÕES DA PESQUISA	24
1.3 OBJETIVOS	26
1.4 CONTRIBUIÇÕES	27
1.5 ESTRUTURA	28
1.6 DEFINIÇÕES DE TERMOS ESPECÍFICOS.....	31
2 O SETOR PETROLÍFERO	34
2.1 PANORAMA HISTÓRICO	34
2.2 A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.....	41
2.3 A ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P)	43
2.4 CONTABILIDADE PARA O SETOR PETROLÍFERO	47
<i>2.4.1 Métodos dos Esforços Bem Sucedidos e da Capitalização Total.....</i>	<i>53</i>
3 O ATIVO E A PERDA DO SEU VALOR DE RECUPERAÇÃO.....	59
3.1 DEFINIÇÃO E AVALIAÇÃO DE ATIVOS	59
3.2 REDUÇÃO AO VALOR RECUPERÁVEL DE ATIVOS – IMPAIRMENT	66
<i>3.2.1 Normas Norte-Americanas.....</i>	<i>68</i>
<i>3.2.1.1 SFAS nº 144: Accounting for the impairment or disposal of long-lived assets ..</i>	<i>68</i>
<i>3.2.2 Normas Internacionais</i>	<i>72</i>
<i>3.2.2.1 IAS nº 36 – Impairment of Assets.....</i>	<i>74</i>
<i>3.2.2.2 IFRS nº 6 - Exploration for and Evaluation of Mineral Resources</i>	<i>82</i>
<i>3.2.3 Normas Brasileiras.....</i>	<i>83</i>
<i>3.2.3.1 CPC 01: Redução no Valor Recuperável de Ativos.....</i>	<i>84</i>
<i>3.2.3.2 CPC 34: Exploração e Avaliação de Recursos Minerais.....</i>	<i>86</i>
<i>3.2.4 Comparações entre as normas (SFAS nº 144 x IAS nº 36).....</i>	<i>87</i>
4 PERDA DO VALOR DE RECUPERAÇÃO NOS ATIVOS DE E&P.....	97
4.1 ASPECTOS GERAIS.....	97
4.2 PERDA DO VALOR DE RECUPERAÇÃO EM PROPRIEDADES PROVADAS DE PETRÓLEO E GÁS	102
5 METODOLOGIA DA PESQUISA.....	112
5.1 TIPOLOGIA DA PESQUISA	112

5.2 CARACTERIZAÇÃO DA AMOSTRA	113
5.3 COLETA E TRATAMENTO DOS DADOS	115
6 RESULTADOS	120
6.1 ASPECTOS GERAIS.....	120
6.2 DESPESAS DE <i>IMPAIRMENT</i>	127
7 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	135
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	138

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

É evidente, nos dias atuais, a necessidade de se promover uma maior harmonização e comparabilidade dos relatórios contábeis elaborados por empresas de diferentes economias do mundo. Entre muitos fatos que mostraram a necessidade de normas contábeis globalizadas, Carvalho (2007, p. 1) cita um particularmente marcante na história mundial: a crise da Bolsa de Valores de Nova Iorque, em 1929¹.

Confirmando esta idéia, Combarros (2001, p. 2) afirma que, como consequência da globalização da economia mundial, as empresas fornecem informações para uma gama de usuários cada vez maior e mais diversificada, o que exige uma efetiva harmonização de normas contábeis.

Para Chairas e Radianto (2001, p. 21), a vantagem de uma harmonização contábil advém da comparabilidade e compreensão da informação contábil internacional, bem como da economia de tempo e dinheiro na consolidação de diferentes informações financeiras.

Em outras palavras, a diversidade de práticas contábeis entre as diversas economias do mundo representa um significativo custo extra para as entidades que reportam para diferentes mercados de capitais, sendo inegável o benefício da adoção de um único conjunto de normas contábeis para toda a comunidade internacional (CARVALHO, 2007).

Atento a essa necessidade, o *International Accounting Standards Board* (IASB)² é, atualmente, o órgão responsável por esse processo de convergência. Seu grande desafio é harmonizar modelos contábeis, sobretudo convergindo suas normas para àquelas emitidas pelo órgão normatizador do maior mercado de capitais do mundo: o *Financial Accounting Standards Board* (FASB)³, dos Estados Unidos – EUA (LEMES E CARVALHO, 2004).

¹ Para o referido autor, uma das causas da derrocada do mercado acionário dos Estados Unidos, no ano de 1929, foi a fraqueza e a falta de comparabilidade das normas contábeis aplicáveis às companhias em geral e às companhias abertas em particular.

² Sediado em Londres, o IASB começou suas atividades em 1973 sob a denominação de *International Accounting Standards Committee* (IASC). Foi, no entanto, em 2001, que o antigo IASC sofreu uma reestruturação e passou a se chamar IASB, assumindo não só um novo nome, mas também a responsabilidade de harmonizar os modelos contábeis ao redor do mundo (IASB, 2009).

³ O FASB é, desde 1973, a organização do setor privado dos EUA designada para estabelecer padrões de contabilidade e divulgação de informações financeiras. Esses padrões governam a preparação dos relatórios contábeis e são oficialmente reconhecidos pela *Securities and Exchange Commission* (SEC) – Bolsa de Valores de Nova Iorque – e pelo *American Institute of Certified Public Accountants* (AICPA) – associação que representa os profissionais contábeis nos EUA e estabelece normas de auditoria para companhias privadas, governos federal, estaduais e locais, bem como para organizações sem fins lucrativos. Atualmente, o FASB é formado por pessoas físicas com diversas formações e profissões (FASB, 2009).

No Brasil, a necessidade de normas convergentes para a contabilidade internacional ficou evidente com a abertura da economia brasileira para o mercado externo em meados da década de 90.

Representando um esforço nesse processo de convergência, em 28 de dezembro de 2007 foi sancionada a Lei nº 11.638, que modificou a antiga Lei das Sociedades por Ações (nº 6.404 de 1976) em diversos aspectos de natureza contábil e, sobretudo, validou a participação do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC)⁴ como órgão específico para emitir normas técnicas convergentes para a contabilidade internacional (CPC, 2007).

Outra alteração introduzida pela nova Lei foi a exigência do teste de recuperação dos valores registrados dos ativos imobilizados. De forma geral, foi modificada a definição de imobilizado⁵ e determinado o contínuo teste de recuperabilidade dos valores registrados nesse grupo. Essa prática é conhecida como teste de *impairment* e está disposta na Lei da seguinte forma (Lei nº 11.638/2007, Art. 183, § 3º):

A companhia deverá efetuar, periodicamente, análise sobre a recuperação dos valores registrados no imobilizado, no intangível e no diferido⁶, a fim de que sejam:

I – registradas as perdas de valor do capital aplicado quando houver decisão de interromper os empreendimentos ou atividades a que se destinavam ou quando comprovado que não poderão produzir resultados suficientes para recuperação desse valor; ou

II – revisados e ajustados os critérios utilizados para determinação da vida útil econômica estimada e para cálculo da depreciação, exaustão e amortização.

No entanto, antes da sanção da nova Lei, o CPC, criado em 2005 pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) por meio da Resolução CFC nº 1.055/05, já havia colocado em audiência pública⁷ o seu primeiro pronunciamento, o CPC 01: Redução ao Valor Recuperável de Ativos, em correlação à IAS nº 36: *Impairment of Assets*. Esse fato evidencia

⁴ O Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) foi idealizado a partir da união de esforços e comunhão de objetivos das seguintes entidades: ABRASCA – Associação Brasileira das Companhias Abertas; APIMEC Nacional – Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais; BOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo; CFC – Conselho Federal de Contabilidade; FIPECAFI – Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras; e IBRACON – Instituto dos Auditores Independentes do Brasil. Além dessas entidades, serão sempre convidados a participar de suas discussões e pronunciamentos os representantes dos seguintes órgãos: Banco Central do Brasil - BCB; Comissão de Valores Mobiliários - CVM; Secretaria da Receita Federal - SRF; Superintendência dos Seguros Privados – Susep (CPC, 2007).

⁵ Foram excluídos da classificação de ativo imobilizado os bens não corpóreos como marcas, patentes, concessões etc, e incluíram-se bens que não são de propriedade da empresa, mas dos quais ela detém o controle, os benefícios e os riscos.

⁶ A Lei 11.941, de 27 de maio de 2009, resultado da conversão da Medida Provisória 449, de 3 de dezembro de 2008, extinguiu a conta de “Ativo Diferido”, com a seguinte redação: “Art. 299-A: O saldo existente em 31 de dezembro de 2008 no ativo diferido que, pela sua natureza, não puder ser alocado a outro grupo de contas, poderá permanecer no ativo sob essa classificação até sua completa amortização, sujeito à análise sobre a recuperação de que trata o § 3o do art. 183 desta Lei.”.

⁷ CPC 01: Redução no Valor Recuperável de Ativos, colocado em audiência pública em 1º de dezembro de 2006 e aprovado pelo CPC em 14 de setembro de 2007, pela CVM mediante a Deliberação CVM nº 527 em 1º de novembro de 2007, pelo CFC mediante a Resolução CFC nº 1.110/07 em 29 de novembro de 2007, pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) mediante a Resolução nº 3.566 em 29 de maio de 2008, pela SUSEP mediante a Circular SUSEP nº 379 em 19 de dezembro de 2008 e pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) mediante o Despacho nº 4.796 em 24 de dezembro de 2008 (CPC, 2007).

a importância do teste de *impairment* para a Contabilidade, reconhecida pelo CPC ao elegê-lo como o tema alvo de seu primeiro pronunciamento.

Na essência, o teste de *impairment* busca verificar a recuperabilidade dos ativos, ou seja, identificar ativos cujas expectativas de fluxos de caixa foram diminuídas substancialmente em virtude de situações adversas. Uma vez identificados, esses ativos não devem permanecer evidenciados no balanço com seus valores originais, já que esse valor não mais demonstra a capacidade de geração de benefício econômico (STICKNEY e WEIL, 2001). Por outro lado, se o teste demonstrar que as expectativas de geração de caixa dos ativos não diminuíram e são maiores ou iguais aos valores originalmente registrados, nenhuma alteração deverá ser feita.

A princípio, o teste de *impairment* aplica-se a todos os ativos e a todas as empresas e ramos empresariais, mas é a atividade E&P de petróleo e gás que, segundo Godoy (2004, p. 31), caracteriza-se por ser tipicamente de capital intensivo, envolver altos riscos e longos prazos de maturação dos investimentos, acarretando em dificuldades na recuperação dos valores capitalizados. Assim, os testes para se verificar a recuperabilidade dos valores dos ativos têm importância acentuada para o setor petrolífero (GALLUN, STEVENSON e NICHOLS, 1993; CLÔ, 2000; GODOY, 2004; BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

Em uma empresa petrolífera, os ativos de E&P são os principais, pois são recursos aplicados na exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás, tais como: plataformas, gastos com desenvolvimento de poços, unidade de separação de petróleo e gás. O Gráfico 1 ilustra a parcela correspondente aos ativos de E&P em relação aos ativos totais (em milhões de dólares) de empresas petrolíferas listadas na Bolsa de Valores de Nova Iorque (*New York Stock Exchange* - NYSE), com base nos relatórios 10-K⁸, 20-F⁹ e 40-F¹⁰ de 2007.

⁸ Relatório apresentado anualmente à SEC por empresas norte-americanas com ações negociadas publicamente. Inclui informações como o histórico da empresa, sua estrutura organizacional, os pagamentos feitos a executivos, a identificação de suas filiais e as demonstrações financeiras auditadas, fornecendo uma visão geral da empresa (SEC, 2009).

⁹ Relatório exigido pela SEC para registro de empresas de títulos privados estrangeiros. Fornece informações financeiras e não-financeiras e pode ser utilizado como relatório anual. Comparável ao Relatório 10-K exigido de empresas norte-americanas (SEC, 2009).

¹⁰ Relatório exigido pela SEC para registro de empresas de títulos privados sob as leis do Canadá ou de toda a província canadense. Fornece informações financeiras e não-financeiras e pode ser utilizado como relatório anual. Comparável ao Relatório 10-K exigido de empresas norte-americanas (SEC, 2009).

Gráfico 1 – Ativos de E&P e Ativos Totais – Empresas Petrolíferas Listadas na NYSE

Fonte – Relatórios 20-F, 10-K e 40-F de 2007 de empresas petrolíferas integradas listadas na NYSE

Atualmente, as principais normas que orientam a aplicação do teste de *impairment* são:

- SFAS nº 144 – *Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets*, do FASB;
- IAS nº 36 – *Impairment of Assets*, do IASB¹¹ e
- CPC 01 – Redução ao Valor Recuperável de Ativos, do CPC.

Especificamente para as empresas do setor petrolífero, a diversidade de normas aumenta, pois, além de seguirem as normas aplicadas às empresas em geral, devem seguir também, aquelas específicas do setor.

De acordo com as normas brasileiras, para fins de teste de *impairment*, além das orientações contidas no CPC 01, as empresas deverão seguir o CPC 34 – Exploração e Avaliação de Recursos Minerais¹².

Para empresas que seguem as normas emitidas pelo IASB, além da IAS nº 36 cita-se a IFRS nº 6 – *Exploration for and Evaluation of Mineral Resources*. Já para aquelas atreladas às normas norte-americanas, as regras variam de acordo com a característica do ativo testado e com o método de capitalização dos gastos adotado pela empresa.

¹¹ Em 20 julho 2006, o Comitê de Interpretação de Informação Financeira Internacional (IFRIC) emitiu a IFRIC nº 10. Na essência, a norma estabelece que caso a entidade tenha reconhecido uma perda no valor recuperável em um período intermediário relacionada ao ágio ou a um investimento em instrumento patrimonial ou ativo financeiro registrado ao custo, esse *impairment* não deve ser estornado nas demonstrações financeiras intermediárias seguintes nem nas demonstrações financeiras anuais. A interpretação passou a vigorar para os períodos anuais que comecem após 1 novembro 2006 (DELOITTE, 2007).

¹² O CPC e a CVM colocaram em Audiência Pública Conjunta a Minuta do Pronunciamento Técnico CPC 34 - Exploração e Avaliação de Recursos Minerais, que está referenciado à norma *Exploration for and Evaluation of Mineral Resources* – IFRS 6, emitida pelo IASB. As sugestões foram aceitas até o dia 15 de julho de 2009 (CPC, 2009).

Para os ativos associados às propriedades não provadas de petróleo e gás, a regra está disposta na SFAS nº 19 - *Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies*.

Já para os ativos associados às propriedades provadas de petróleo e gás, a regra dependerá do método de capitalização dos gastos adotado: empresas que utilizam o método conhecido como Capitalização Total (*Full Cost – FC*)¹³ devem utilizar a *Regulation S-X Rule 4-10 - Financial Accounting and Reporting for Oil and Gas Producing Activities Pursuant to the Federal Securities Laws and the Energy Policy and Conservation da Securities and Exchange Commission (SEC)*; para aquelas que adotam o método de Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (*Successful Efforts – SE*)¹⁴, a regra a ser seguida é a SFAS nº 144 - *Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets*, do FASB.

A ilustração 1 sintetiza a aplicação das normas referentes ao *impairment* na indústria petrolífera.

¹³ Método de contabilização em que todos os gastos incorridos nas etapas de prospecção de petróleo e/ou gás são capitalizados, ou seja, registrados como ativos de E&P, independentemente do sucesso ou não do esforço exploratório despendido pela empresa.

¹⁴ Método de contabilização em que apenas os gastos incorridos nas etapas de prospecção de petróleo e/ou gás que resultarem em sucesso exploratório são capitalizados, ou seja, registrados como ativos de E&P de longa duração, enquanto os gastos exploratórios malsucedidos são levados diretamente a resultado.

Ilustração 1 – Normas Referentes ao *Impairment* na Indústria Petrolífera

Fonte – Elaborada pelo autor

Independente da norma seguida, no setor petrolífero as situações adversas que causam perda de recuperabilidade dos valores investidos (*impairment*) são comuns às empresas, pois estão diretamente relacionadas com as características inerentes dos ativos de petróleo e gás. São elas: (i) alterações nos preços da *commodity* (petróleo) e (ii) mudança nas estimativas das reservas de petróleo e gás. Essas alterações podem ser consideradas variáveis que afetam o cálculo do valor recuperável do ativo e que, conseqüentemente, afetam a perda por *impairment* (BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007; SILVA, 2007).

Vale ressaltar, ainda, que outras variáveis afetam a perda de recuperabilidade dos ativos, mas não são comuns às empresas petrolíferas e, sim, inerentes a todas as empresas e ramos empresariais. Citam-se, por exemplo, mudanças na estrutura legal do país, mudanças na legislação fiscal e mudanças na tecnologia disponível à empresa.

1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA E PROPOSIÇÕES DA PESQUISA

Considerando-se que:

- ocorre, atualmente, um processo de convergência das normas contábeis brasileiras a um padrão internacional e que os principais órgãos normatizadores, FASB, IASB e CPC, estão direcionando esse processo;
- uma das grandes alterações introduzida pela Lei 11.638/2007, fruto desse processo de convergência, foi a exigência do teste de recuperação dos valores de ativos imobilizados (teste de *impairment*);
- dentre os pronunciamentos já emitidos pelo CPC, foi dada prioridade à “Redução ao Valor Recuperável de Ativos” por meio do CPC 01;
- o teste para se verificar a recuperabilidade dos valores dos ativos (*impairment*) têm importância acentuada para o setor petrolífero, pois, na atividade de E&P, existe dificuldade de recuperação dos valores capitalizados; e
- no setor petrolífero, as situações que causam *impairment* são comuns às empresas, pois estão diretamente relacionadas com as características dos ativos de petróleo e gás.

Levanta-se a seguinte questão-problema:

Qual a relação do preço do petróleo e do volume de reservas provadas e suas alterações com a perda do valor de recuperação (*impairment*), atribuída aos ativos de exploração e produção de petróleo e gás de empresas petrolíferas?

Diante do problema exposto, levantam-se 2 proposições, cada uma relacionada a cada variável identificada:

Proposição 1: O aumento no preço do petróleo, considerado na estimativa da receita gerada pela atividade de E&P, deve implicar um valor recuperável maior e, conseqüentemente, despesa de *impairment* menor ou ausente. Em outras palavras, à medida que o preço do petróleo aumenta, o valor recuperável deve aumentar e a despesa de *impairment* diminuir.

Portanto, o preço do petróleo e a despesa de *impairment* devem apresentar comportamentos inversos.

Proposição 2: O aumento no volume de reservas provadas, por representar aumento na quantidade de petróleo e gás natural disponíveis para que sejam produzidos e comercializados futuramente, deve implicar um valor recuperável maior e, consequentemente, despesa de *impairment* menor ou ausente. Em outras palavras, à medida que o volume de reservas aumenta, o valor recuperável deve aumentar e a despesa de *impairment* diminuir. Portanto, o volume de reservas e a despesa de *impairment* devem apresentar comportamentos inversos.

São, ainda, levantadas proposições complementares à proposição 2, que se referem às variáveis que alteram a quantidade das reservas provadas (SFAS n ° 69). O objetivo é analisar e capturar qualquer relação possível que, eventualmente, não seja capturada pelas variações no total de reservas:

Proposição 2.1: O aumento no volume produzido, por representar a realização atual do benefício econômico futuro gerado pelo ativo de E&P, deve implicar um valor recuperável menor e, consequentemente, despesa de *impairment* maior. Em outras palavras, à medida que o volume produzido aumenta, o valor recuperável deve diminuir e a despesa de *impairment* aumentar. Portanto, o volume produzido e a despesa de *impairment* devem apresentar comportamentos iguais.

Proposição 2.2: O aumento na quantidade de descobertas de áreas ou campos, por representar futuras reservas provadas de petróleo e gás natural disponíveis para que sejam produzidos e comercializados, deve implicar um valor recuperável maior e, consequentemente, despesa de *impairment* menor ou ausente. Em outras palavras, à medida que o volume de descobertas aumenta, o valor recuperável deve aumentar e a despesa de *impairment* diminuir. Portanto, o volume de descobertas e a despesa de *impairment* devem apresentar comportamentos inversos.

Proposição 2.3: Um aumento na diferença entre a quantidade comprada e a vendida, por representar saldo líquido positivo a ser considerado na estimativa das reservas, deve implicar um valor recuperável maior e, consequentemente, despesa de *impairment* menor ou ausente. Em outras palavras, se a quantidade comprada de reservas for maior que a quantidade

vendida, o saldo líquido será positivo e deverá impactar na despesa de *impairment* menor. A despesa de *impairment* deve apresentar comportamento inverso em relação ao resultado da diferença entre a quantidade de reservas compradas e a vendidas.

1.3 OBJETIVOS

Com base na questão levantada, este trabalho objetiva contribuir com o entendimento de como as variações no preço do petróleo e no volume de reservas provadas influenciam a perda de recuperabilidade dos ativos de E&P.

Para atingir o objetivo geral proposto, pretende-se:

- apresentar as características da indústria do petróleo, evidenciando a representatividade da atividade de E&P, bem como mostrar a evolução histórica e o atual contexto da contabilidade para o setor (*petroleum accounting*);
- levantar os aspectos conceituais relacionados a ativo, ao seu reconhecimento e à perda do seu valor de recuperação;
- apresentar as principais normas internacionais, norte-americanas e brasileiras relativas ao teste de recuperação dos valores (*impairment*), revelando as principais características da SFAS nº 144, da IAS nº 36 e do CPC 01;
- evidenciar, especificamente, como as definições de ativo, de *impairment* e a normatização, afetam as práticas contábeis relacionadas ao teste de recuperabilidade dos ativos de E&P de petróleo e gás;
- levantar os preços de venda do petróleo, o volume de propriedades provadas e suas alterações, divulgadas nos relatórios 20-F, 10-K e 40-F das empresas analisadas, e identificar a relação dessas variáveis com o valor da perda por *impairment* atribuída aos ativos ligados à atividade de E&P das empresas petrolíferas.

1.4 CONTRIBUIÇÕES

Atualmente, as empresas produtoras de óleo e gás estão entre as maiores companhias do mundo em termos de resultado e receita. Cita-se, como exemplo, o caso da gigante petrolífera norte-americana, *ExxonMobil*, que divulgou, em fevereiro de 2007¹⁵, o maior lucro de uma empresa até então divulgado na história dos Estados Unidos (EUA), atingindo o valor de US\$ 39,5 bilhões. No ano de 2008, dentre as cinco maiores empresas do mundo, três eram companhias petrolíferas: *ExxonMobil*, *Chevron Corporation* e *ConocoPhillips*. Essas empresas somaram 936 bilhões em receita (FORTUNE, 2009).

No Brasil, de acordo com Aragão¹⁶ (2005, p. 1 *apud* Silva, 2007, p. 22), a estimativa da contribuição média do setor de petróleo no Produto Interno Bruto (PIB) tem sido crescente, apresentando as seguintes médias: 2,44% (anos 60); 2,79% (anos 70); 4,20% (anos 80); 3,36% (1990/97) e 4,94% (1998/2003). Em 2004, continuando a trajetória de crescimento observada após a Lei nº 9.478/97¹⁷, a estimativa da contribuição do setor alcançou 8,11% do PIB.

No entanto, apesar da importância desse setor, é escassa a literatura nacional específica relacionada aos aspectos contábeis das atividades de E&P de petróleo e gás, além de, ainda, não existirem normas contábeis específicas nem um plano de contas estruturado para o setor no Brasil. Especificamente, são escassos os estudos que abordam o tema *impairment*, sobretudo, atrelado à indústria petrolífera.

Ao realizarem um levantamento bibliográfico nos principais eventos científicos brasileiros e revistas científicas em língua inglesa à procura de artigos que abordaram o tema *impairment* desde o ano de 2000, Borba e Zandonai (2008, p. 13) concluíram que: “mesmo em países onde a contabilidade se encontra em estágio avançado e a norma sobre *impairment* já se encontra em vigor há muito tempo, existem poucas pesquisas sobre o tema”.

Nesse sentido, além de abordar um tema sobre o qual se necessita mais estudos, as contribuições deste trabalho podem ser evidenciadas com base nas etapas e objetivos propostos:

¹⁵ Valor referente ao exercício de 2006.

¹⁶ ARAGÃO, Amanda Pereira. Estimativa da contribuição do setor petróleo ao produto interno bruto brasileiro: 1995/2004. Dissertação (Mestrado em Planejamento Estratégico). Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2005.

¹⁷ Conhecida como Lei do Petróleo, foi sancionada em 6 de agosto de 1997. Instituiu o fim do monopólio e a abertura do setor petrolífero. Todas as empresas autorizadas passaram a poder exercer atividades que antes eram exclusivas da Petrobrás (ANP, 2009).

- Ao apresentar as características da indústria do petróleo, sua evolução histórica e o atual contexto da contabilidade para o setor, este estudo contribui para a expansão do arcabouço conceitual da contabilidade das atividades de E&P de petróleo e gás.
- Ao levantar os aspectos conceituais relacionados à definição, ao reconhecimento e à perda do valor de recuperação de ativos, disponibiliza-se a fundamentação da aplicação do teste de *impairment*, bem como se proporciona um efetivo entendimento da íntima ligação entre a definição de ativo e seu valor de recuperação.
- Ao apresentar as principais normas internacionais, norte-americanas e brasileiras relativas ao *impairment*, este estudo representa um esforço no sentido de impulsionar o desenvolvimento e a utilização desse teste para as empresas brasileiras, sobretudo para empresas petrolíferas, tendo em vista a exigência da Lei 11.638/2007 e à internacionalização da contabilidade.
- Já na análise da influência dos preços de venda do petróleo e do volume de reservas provadas de óleo e gás e suas alterações nas empresas analisadas, contribui-se com o entendimento de como essas variáveis influenciam a perda de substância econômica dos ativos de E&P.

Portanto, ao relatar uma investigação científica e metodológica, este estudo pretende representar um esforço no sentido de contribuir para o entendimento e o aprimoramento da utilização dos métodos de contabilidade para o teste de *impairment*, bem como serve de fonte científica de informação atualizada para empresas, profissionais e órgãos normatizadores (por exemplo, CVM e CPC).

1.5 ESTRUTURA

Para responder a questão-problema e atender aos objetivos declarados, o presente trabalho está estruturado em sete capítulos, incluindo essa introdução e a conclusão, conforme ilustração 2. Nesse primeiro capítulo, é apresentado o tema objeto de estudo, o contexto no qual se insere, os objetivos e as contribuições do trabalho.

O segundo capítulo traça um breve panorama histórico da indústria petrolífera, sua representatividade na economia nacional e mundial, a estrutura de uma empresa petrolífera, as

características da atividade de E&P e os principais conceitos relacionados à contabilidade de petróleo e gás.

O terceiro capítulo faz uma revisão conceitual da literatura e da normatização sobre ativo e *impairment*, incluindo: definição e avaliação de ativos, redução ao seu valor de recuperação (*impairment*), normas norte-americanas, internacionais e brasileiras.

Já o quarto capítulo discute *impairment* especificamente no setor petrolífero, juntamente com uma discussão sobre as variáveis que afetam o seu valor.

O quinto capítulo apresenta a metodologia do teste empírico e, no sexto, seguem os resultados dos impactos das oscilações do preço de venda do petróleo e do volume de reservas provadas de óleo e gás e suas alterações na perda do valor de recuperação (*impairment*) nas empresas selecionadas.

Por fim, seguem as considerações finais que representam o âmago da contribuição a que esse trabalho se propõe.

Ilustração 2 – Estrutura do Trabalho

Fonte – Elaborada pelo autor

1.6 DEFINIÇÕES DE TERMOS ESPECÍFICOS

Tendo em vista que este estudo aborda termos específicos do setor petrolífero, muitas vezes difíceis de serem compreendidos, é necessário definir e descrever corretamente essa terminologia especializada.

São consideradas as definições da ANP, por meio da Portaria ANP nº 9, de 21 de janeiro de 2000, e da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e as definições do FASB, por meio da SFAS nº 19: *Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies*, emitida em dezembro de 1977. As definições desses dois órgãos são apresentadas com o objetivo de descrever o termo adotado tanto pela abordagem técnica (ANP) quanto pela abordagem financeira (em termos de divulgação financeira - FASB). Não são apresentadas definições do IASB, pois esse órgão não possui um pronunciamento específico para o setor petrolífero e nem um pronunciamento que contenha as definições, aqui, apresentadas.

São apresentadas definições de termos que aparecem constantemente ao longo do texto e que são essenciais para a compreensão do trabalho. Outros termos, que aparecem com menos frequência, são definidos ao longo do trabalho, no próprio corpo do texto ou em notas de rodapé.

Descobertas: Para a ANP, são descobertas de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção. Para o FASB, são descobertas de novos campos com reservas provadas ou descobertas de novos reservatórios com reservas provadas em campos antigos.

Campo: Para a ANP, é uma área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, com profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção. Para o FASB, é um espaço constituído por um ou múltiplos reservatórios, todos agrupados ou relacionados com a mesma estrutura geológica e/ou a mesma condição estratigráfica¹⁸. Podem existir dois ou mais reservatórios em um campo que estão separados, verticalmente, por estratos impermeáveis ou lateralmente por barreiras geológicas locais ou por ambos. Em outras palavras, reservatórios

¹⁸ A estratigrafia objetiva organizar o conhecimento geológico por meio da caracterização hierarquizada de unidades geológicas com base em características físico-químicas e/ou cronológicas, com suas abrangências verticais e laterais, estabelecendo relações geológicas entre regiões diferentes e servindo de fundamentação para o estabelecimento da história da geologia local, regional e mundial. Portanto, condições estratigráficas referem-se as condições geológicas de determinada área (ANP, 2008).

que estão associados ou sobrepostos em campos adjacentes podem ser tratados como um único campo.

Reservas Provadas: Para a ANP, são 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 considera as condições econômicas vigentes e os métodos operacionais usualmente viáveis. Para o FASB, a definição utilizada é aquela elaborada pelo Departamento de Energia norte-americano e adotada pela SEC em 29 de dezembro de 1978 (por meio do *Accounting Research Study* - ARS nº 257). De acordo com esse órgão, são reservas de óleo cru, gás natural e gás natural líquido, estimadas mediante testes e estudos geológicos e de engenharia, que demonstrem, com razoável grau de certeza, a recuperação comercial, em anos futuros, dos reservatórios conhecidos, sob as condições econômicas e operacionais existentes, isto é, a preços e custos correntes na data da estimativa.

Reservas Provadas Desenvolvidas: Para a ANP, são aquelas que podem ser recuperadas por intermédio de poços existentes e quando todos os equipamentos necessários à produção já se encontram instalados. Para o FASB, são reservas que podem ser recuperadas por intermédio de poços, equipamentos e métodos de extração existentes.

Reservas Provadas Não Desenvolvidas: Para a ANP, são reservas de petróleo e gás natural que podem vir a ser recuperadas por meio de novos poços em áreas não perfuradas, recompletação¹⁹ de poços existentes, ou que dependam da instalação de equipamentos de produção e transporte previstos nos projetos de recuperação convencionais ou melhorados. Para o FASB, são reservas de óleo e gás que podem ser recuperadas mediante a perfuração de novos poços, por meio de poços já existentes, mas que exigem maiores gastos para sua recompletação ou pelo uso de técnicas avançadas de recuperação.

A ilustração 3 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 (ANP, 2009).

Ilustração 3 – Classificação das Reservas
Fonte – GODOY (2004, p. 63)

Produção: Para a ANP, é o conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação. Para o FASB, envolve o levantamento (içamento), o recolhimento e o tratamento de petróleo e gás natural, bem como o processamento do campo, como no caso do processamento de gás para a extração de hidrocarbonetos líquidos. O processo de produção deve ser considerado encerrado quando terminada a saída de petróleo e gás natural pela válvula de içamento sobre o campo de produção. Caso circunstâncias físicas e/ou operacionais incomuns existam, pode ser mais adequado considerar o fim do processo de produção quando se encerra a entrega do petróleo e do gás natural a um gasoduto, um transportador, uma refinaria ou a um terminal marítimo.

2 O SETOR PETROLÍFERO

2.1 PANORAMA HISTÓRICO

A palavra petróleo é derivada dos termos latinos: *Petra* (pedra) e *Oleum* (óleo) e refere-se a todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado, que se encontra nas fendas de formações rochosas subterrâneas. Os reservatórios, geralmente, são encontrados a milhares de metros abaixo da superfície e são compostos dos restos de pequenas plantas e animais marinhos que viveram há milhões de anos (BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

Registros históricos da utilização do petróleo remontam aos tempos bíblicos, quando os povos da Mesopotâmia, do Egito, da Pérsia e da Judéia utilizavam o betume²⁰ para pavimentação de estradas, calafetação de grandes construções, aquecimento e iluminação de casas, como lubrificantes e até como laxativo. Já no início da era cristã, os árabes davam ao petróleo fins bélicos (THOMAS, 2001; GODOY, 2004; BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

Com o passar do tempo, o petróleo foi ocupando lugar de destaque como fonte de energia e como matéria-prima, principalmente depois do advento da petroquímica, quando centenas de novos compostos (plástico, borrachas sintéticas, tintas, corantes, adesivos, solventes, detergentes, explosivos, produtos farmacêuticos e cosméticos) foram desenvolvidos (THOMAS, 2001; GODOY, 2004; BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

Em setembro de 1960, durante a Conferência de Bagdá, é fundada a OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), inicialmente formada por Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela. A Organização teve sua sede em Genebra, na Suíça, nos primeiros cinco anos da sua existência, sendo transferida para Viena, na Áustria, em setembro de 1965. Atualmente, é formada por 12 membros: Argélia, Angola, Equador, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Catar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Venezuela; com o objetivo de coordenar e unificar a política petrolífera dos países membros e assegurar a estabilização dos mercados do petróleo, a fim de garantir um eficiente, econômico e regular

²⁰ Termo de uso geral para substância natural inflamável, composta basicamente por associação de hidrocarbonetos (petróleos, asfaltos, graxas minerais, gás natural), apresentando-se sólida a pastosa, com odor de pixe, com variabilidade de cor (amarela até preta), dureza e volatilidade, e que ocorre geologicamente associada a rochas sedimentares (SACCONI, 1996).

fornecimento de petróleo aos consumidores, uma renda estável para seus produtores e um retorno justo do capital para os investimentos na indústria do petróleo (OPEP, 2009).

No Brasil, em outubro de 1953, é constituída a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras²¹, com o objetivo de executar as atividades do setor petrolífero no Brasil em nome da União. As operações de exploração e produção de petróleo, bem como as demais atividades ligadas ao setor de petróleo, gás natural e derivados, à exceção da distribuição atacadista e da revenda no varejo pelos postos de abastecimento, passam a ser monopólio conduzido pela empresa (PETROBRAS, 2009).

No entanto, em 1997 houve o fim do monopólio e a abertura do setor petrolífero, proporcionada pela Lei do Petróleo (Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997), na qual 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)²² e da Agência Nacional do Petróleo (ANP)²³.

De acordo com Moutinho dos Santos e Correia (1998, p. 1):

1997 foi um ano histórico para a indústria de petróleo brasileira (significando óleo e gás). A aprovação da Nova Lei do Petróleo (NLP) representou um progresso significativo na transformação da ordem institucional petroleira nacional. A história provavelmente consagrará a esta nova lei um lugar tão importante quanto o ocupado pela Lei nº 2.004 de 3 de outubro de 1953, que criou a Petrobrás e o monopólio estatal do petróleo [...] A criação final da ANP no início de 1998 foi muito bem recebida pelo mercado. [...] As autoridades sinalizaram aos investidores internacionais o seu desejo de melhorar significativamente o ambiente político do país para atividades petroleiras. O governo parece ter entendido que o país não podia submergir em imobilidade política.

Em 1998, por intermédio da ANP, ocorre a primeira concessão de áreas para a exploração e produção de petróleo, a Rodada Zero. Esse primeiro leilão consistiu na escolha pela Petrobrás das áreas de seu interesse, para no futuro a ANP leiloar as áreas remanescentes. Até hoje, 10 rodadas de licitações já foram realizadas, nas quais foram arrecadados R\$

²¹ No dia 3 de outubro de 1953, foi sancionada a Lei nº 2.004/1953, que estabeleceu o monopólio da União Federal sobre as atividades integrantes da indústria do petróleo: (i) pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluidos e gases raros existentes no território nacional; (ii) refinação do petróleo nacional ou estrangeiro; (iii) transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no país; e (iv) transporte, por meio de dutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem. A Lei nº 2.004 estabeleceu, também, que a União Federal estava autorizada a constituir a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, como empresa estatal de petróleo para execução do monopólio, incluindo a execução de quaisquer atividades correlatas ou afins àquelas monopolizadas. Surgiu assim a Petrobras, constituída em 12 de março de 1954, durante a 82ª Sessão Extraordinária do CNP. Em 2 de abril de 1954, o Governo Federal aprovava a decisão com o Decreto nº 35.308 (PETROBRAS, 2009).

²² O Conselho Nacional de Política Energética foi criado pela Lei nº 9.478, 6 de agosto de 1997, na condição de órgão de assessoramento do Presidente da República, destinado à formulação de políticas e diretrizes de energia (CNPE, 2009).

²³ A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), implantada pelo Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, é o órgão regulador das atividades que integram a indústria do petróleo e gás natural e a dos biocombustíveis no Brasil. Autarquia federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a ANP é responsável pela execução da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com a Lei do Petróleo nº 9.478/1997 (ANP, 2009).

6.035.130.825,00 para a União (ANP, 2009). A tabela 1 detalha essas informações.

Tabela 1 – Dados das 10 Rodadas de Licitações da ANP

Rodada	Ano	Empresas Participantes*	Empresas Vencedoras	Bonus Arrecadado (R\$)
Rodada 1	1999	13	11	321.656.637,00
Rodada 2	2000	27	16	468.259.069,00
Rodada 3	2001	26	22	594.944.023,00
Rodada 4	2002	17	14	92.377.971,00
Rodada 5	2003	6	6	27.448.493,00
Rodada 6	2004	21	19	665.196.028,00
Rodada 7	2005	85	46	1.088.848.604,00
Rodada 8	2006	27	23	587.000.000,00
Rodada 9	2007	42	24	2.100.000.000,00
Rodada 10	2008	40	17	89.400.000,00

* Que enviaram propostas.

Fonte – Adaptado de <http://www.anp.gov.br/>

Atualmente, o petróleo é a principal fonte de energia primária no mundo e movimenta bilhões de dólares, diariamente, em atividades industriais, sendo imprescindível à vida humana, que depende, basicamente, da energia de fontes não renováveis, principalmente de fontes derivadas de combustíveis fósseis como o petróleo e o gás natural. Essa dependência acarreta o que evidencia a ANP, por meio do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2008, p. 6):

O ano de 2007 foi marcado pela alta dos preços do petróleo o que gerou diversas questões geopolíticas. Entre elas destacam-se os temas relacionados à ameaça de escassez do petróleo que paira sobre os países produtores, ocasionando uma busca pela diversificação de fontes e fornecedores.

No ano de 2008, o Brasil consumiu 228,1 milhões de toneladas de combustíveis fontes de energia primária, das quais 128 (56%) foram de petróleo e gás natural. No mundo, esses valores se tornam ainda mais expressivos: do consumo total de 11.249 milhões de toneladas de fontes de energia primária, 6.654 (59%) foram de petróleo e gás natural. A tabela 2 ilustra essas informações (ANP, 2009).

Tabela 2 – Dados do Consumo de Energia Primária no Mundo e no Brasil

Fonte	Brasil	Mundo	Brasil / Mundo (%)	Fonte Brasil / Total Brasil	Fonte Mundo / Total Mundo
Petróleo	99,8	3.939,4	2,53%	45,28%	35,48%
2 Gás Natural	19,8	2.652,2	0,75%	8,98%	23,88%
0 Carvão Mineral	13,4	3.194,5	0,42%	6,08%	28,77%
0 Energia Nuclear	2,8	622,5	0,45%	1,27%	5,61%
7 Hidroeletricidade	84,6	695,8	12,16%	38,38%	6,27%
Total	220,4	11.104,4	1,98%	100%	100%
Petróleo	105,3	3.927,9	2,68%	46,16%	34,78%
2 Gás Natural	22,7	2.726,1	0,83%	9,95%	24,14%
0 Carvão Mineral	14,6	3.303,7	0,44%	6,40%	29,25%
0 Energia Nuclear	3,1	619,7	0,50%	1,36%	5,49%
8 Hidroeletricidade	82,3	717,5	11,47%	36,08%	6,35%
Total	228,1	11.294,9	2,02%	100%	100%

* Em milhões de toneladas de óleo equivalente.

Fonte – BP Statistical Review of World Energy – June 2009

As reservas provadas mundiais de petróleo atingiram a marca de 1,3 trilhão de barris no ano de 2008, uma queda de (0,2%) em relação a 2007.

As reservas provadas do Oriente Médio, região que concentra a maior parte das reservas de petróleo do mundo (60%), com volume equivalente a 754,1 bilhões de barris, tiveram uma queda de 0,1% em relação a 2007.

As reservas da Europa e ex-União Soviética foram as que apresentaram a maior queda relativa (1,7%), em decorrência da redução das reservas da Dinamarca, Itália, Noruega e Rússia.

As regiões América do Norte e Américas Central e do Sul registraram variações negativas de 0,44%, e 0,16%, respectivamente, no período em análise.

As reservas provadas da região da Ásia-Pacífico, que corresponderam a 3% das reservas provadas mundiais de petróleo em 2008, tiveram um incremento de 1,8%, em função do crescimento das reservas do Vietnã (38,7%) e da Índia (6,2%).

As reservas provadas brasileiras, de 12,8 bilhões de barris de petróleo, tiveram um incremento de 1,4% em relação a 2007 e deram ao País a 16ª posição no *ranking* mundial de reservas em 2008.

A ilustração 4 apresenta a distribuição de reservas provadas de petróleo no mundo.

Ilustração 4 – Reservas Provadas de Petróleo – Em 31/12/2008 (bilhões barris).

Fonte – Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2009

A tabela 3 evidencia a evolução dos valores de reservas provadas de petróleo no mundo, nos principais blocos econômicos e no Brasil.

Tabela 3 – Reservas Provasdas de Petróleo – 1999-2008

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Reservas provadas de petróleo (bilhões barris)										08/07 %
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
Total	1.088,6	1.104,5	1.133,0	1.180,0	1.206,3	1.211,3	1.220,3	1.240,6	1.261,0	1.258,1	-0,23
América do Norte	69,5	68,9	67,0	65,5	62,2	60,7	60,7	70,0	71,3	70,9	-0,44
Américas Central e do Sul	97,8	97,9	98,8	100,1	100,2	103,2	103,4	111,4	123,5	123,3	-0,16
Brasil	8,2	8,5	8,5	9,8	10,6	11,2	11,8	12,2	12,6	12,8	1,41
Europa e ex-União Soviética	107,8	108,5	128,2	141,4	144,5	143,1	143,8	143,8	144,6	142,2	-1,70
Oriente Médio	686,2	692,9	698,7	730,6	746,3	750,2	754,5	756,3	755,0	754,1	-0,12
África	84,7	93,4	96,8	101,7	112,3	113,8	117,0	117,3	125,3	125,6	0,22
Ásia-Pacífico	42,7	42,9	43,4	40,6	40,8	40,3	40,8	41,8	41,3	42,0	1,80

Fonte – BP Statistical Review of World Energy – June 2009

Quanto ao gás natural (ANP, 2009), em 2008, as reservas provadas mundiais somaram 185,1 trilhões de m³, registrando um crescimento de 4,5% em comparação com os valores do ano de 2007.

Entre 2007 e 2008, o Brasil registrou um decréscimo de 0,2% das reservas provadas de gás natural, chegando a 364 bilhões de m³. O País está em 39º lugar na lista dos detentores de reservas provadas de gás natural.

Os países que concentraram a maior parte das reservas provadas de gás natural do mundo foram os seguintes: Rússia, Irã e Catar, que responderam por 23,4%, 16,0% e 13,8% do total de reservas provadas, respectivamente.

A Arábia Saudita, maior detentora de reservas de petróleo, foi o quinto país (atrás do Turcomenistão) no *ranking* de reservas provadas de gás natural, com 4,1% do total.

A ilustração 5 apresenta a distribuição de reservas provadas de gás natural no mundo.

Ilustração 5 – Reservas Provasdas de Gás Natural – Em 31/12/2008 (trilhões de m³)

Fonte – Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2009

A tabela 4 evidencia a evolução dos valores de reservas provadas de gás natural no mundo, nos principais blocos econômicos e no Brasil.

Tabela 4 – Reservas Provadas de Gás Natural – 1999-2008

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Reservas provadas de gás natural (trilhões m ³)										08/07 %
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
Total	151,19	156,78	170,13	171,09	172,05	172,45	172,92	173,81	177,15	185,06	4,47
América do Norte	7,32	7,54	7,69	7,38	7,38	7,47	7,83	8,00	8,88	8,87	-0,14
Américas Central e do Sul	6,81	6,88	7,01	6,98	6,82	6,96	6,85	7,25	7,36	7,35	-0,19
Brasil	0,23	0,22	0,22	0,24	0,25	0,33	0,31	0,35	0,36	0,36	-0,21
Europa e ex-União Soviética	58,69	58,47	58,35	58,21	58,41	58,04	57,90	57,61	57,39	62,89	9,58
Oriente Médio	54,74	59,15	70,89	71,76	72,36	72,35	72,80	72,75	74,17	75,91	2,35
África	11,44	12,46	13,13	13,76	13,86	14,20	14,07	14,39	14,54	14,65	0,78
Ásia-Pacífico	12,18	12,28	13,05	13,00	13,23	13,44	13,48	13,81	14,80	15,39	3,96

Fonte – BP Statistical Review of World Energy – June 2009

Percebe-se, da análise dos dados apresentados, que a distribuição das reservas de petróleo não ocorre de maneira uniforme pelo mundo, fazendo com que o acesso às fontes produtoras ou de grandes reservatórios seja desigual, tornando-se ponto de discórdia entre nações e blocos econômicos.

Dessa forma, informações sobre reservas mundiais afetam o mercado como um todo e permitem 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.

Com relação ao preço do petróleo, a escala mundial 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 em que não há a presença de uma economia de mercado.

O gráfico 2 ilustra o comportamento dos preços do óleo cru com base na cotação *Brent* e WTI, de 1976 a 2008 (valores corrigidos para o fim do ano de 2008).

Preço do Petróleo

Gráfico 2 – Comportamento dos Preços do Óleo Cru – Brent e WTI (1976 a 2008)
 Fonte – BP Statistical Review of World Energy – June 2009

Os preços sofrem influências de uma série de fatores, além, é claro, da oferta e da procura. O relatório da *British Petroleum* – BP: *BP Statistical Review of World Energy* (2009, p. 18) elenca os principais eventos econômicos e políticos que, de alguma forma, influenciaram esses preços:

- 1861 a 1869: *boom* do petróleo na Pensilvânia.
- 1880 a 1889: A Rússia inicia a exportação de petróleo.
- 1890 a 1899: Sumatra²⁴ inicia a produção de petróleo.
- 1900 a 1910: Descoberta do campo *Spindletop*²⁵ no Texas.
- 1910 a 1919: Receio de escassez de petróleo nos EUA.
- 1920 a 1929: Aumento de produção na Venezuela.
- 1930 a 1939: Descoberta de campos petrolíferos no leste do Texas.
- 1940 a 1949: Reestruturação pós-guerra.
- 1950 a 1959: Perda no fornecimento iraniano; Crise em Suez.
- 1970 a 1979: Revolução no Irã e controle de preços pela OPEP.
- 1980 a 1989: Introdução do preço *Netback*²⁶.

²⁴ Sumatra ou Samatra (Sumatera ou Sumatra, em indonésio) é a sexta maior ilha do mundo e a maior ilha inteiramente pertencente à Indonésia. Possui cerca de 45 milhões de habitantes, distribuídos em aproximadamente 473.000 km².

²⁵ *Spindletop* é campo petrolífero situado no sul *Beaumont*, Texas, Estados Unidos.

- 1990 a 1999: Iraque invade o Kuwait.
- 2000 a 2008: Invasão do Iraque.

É com base nessas informações que Silva (2007, p. 82) afirma que o preço representa uma das variáveis que está exposta às grandes oscilações de mercado, tendo em vista as condições geopolíticas e econômicas que envolvem a formação do preço do petróleo.

Assim, devido à importância na variação da quantidade de reservas e no preço do petróleo, a indústria petrolífera assume grande importância para a economia, tornando-se fator decisivo na geopolítica mundial.

2.2 A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

Basicamente, as atividades da indústria do petróleo e do gás natural estão estruturadas em dois grandes (macro) segmentos: o segmento *upstream* e o *downstream*. As atividades de exploração (obtenção de matéria-prima: petróleo e gás), desenvolvimento da produção e produção são enquadradas no macro segmento denominado *Upstream*. No macrossegmento *Downstream* estão inseridas as atividades de refino, transporte, distribuição, estocagem e comercialização (GODOY, 2004; SANTOS, MARQUES, SILVA, 2006; BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

Para Godoy (2004, p. 28), quanto maior o número de atividades que uma empresa desenvolve dentro da cadeia produtiva do petróleo, maiores são as flexibilidades gerenciais e, conseqüentemente, maiores são os proveitos tirados na alta do preço do barril de petróleo. Por isso, as empresas do setor têm procurado desenvolver estratégias de integração horizontal, ou seja, atuar em uma ou mais das quatro atividades ou segmentos verificados: exploração e produção (E&P), transporte, refino de óleo e processamento de gás, vendas (*marketing*) e distribuição. Os benefícios da estratégia de integração horizontal permitem, ainda, que as empresas operem com vasta escala, em vários países e com diferentes níveis de campos e riscos políticos.

De forma geral, a indústria petrolífera é por natureza de capital intensivo, dotada de grandes riscos, com grande espaço de tempo entre o investimento e seus retornos e sob

²⁶ Conjunto dos custos associados a transformar determinada quantidade de petróleo para ser comercializada. O *netback* é calculado considerando todas as receitas provenientes do petróleo, menos todos os custos associados com a obtenção do óleo para um mercado. Esses custos podem incluir: importação, transporte, produção e refino, bem como taxas e *royalties*.

normas específicas de contabilidade financeira. Essas características podem ser observadas em quaisquer fases da indústria, mas torna-se evidente quando se observa o seu principal segmento (atividade): a exploração e produção (E&P) de petróleo e gás (GALLUN, STEVENSON e NICHOLS, 1993; CLÔ, 2000; BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

De acordo com Neiva (1986, p. 65), a atividade ou segmento de E&P objetiva realizar a pesquisa, a localização, a identificação, o desenvolvimento e a produção das reservas de óleo e gás. É essa atividade que registra os maiores valores de ativos e os maiores ganhos (lucros) em uma empresa integrada. Ilustrativamente, a tabela 5 complementa o gráfico 1 e evidencia a representatividade (importância) desse segmento (realce) dentro das principais empresas petrolíferas do mundo.

Tabela 5 – Segmento de E&P das Principais Empresas Petrolíferas do Mundo

	Segmento de Negócios	Lucro Líquido (net income)	Ativo (assets)
Petrobras	Exploração e Produção (E&P)	14.072	53.175
	Suprimento	2.785	31.218
	Distribuição	446	5.652
	Gás e Energia	(834)	15.536
	Internacional	(815)	11.717
Chevron Corporation	<i>Upstream</i>	14.816	89.221
	<i>Downstream</i>	3.502	42.865
	Produtos Químicos (<i>Chemicals</i>)	396	3.354
ConocoPhillips	Exploração e Produção (E&P)	4.615	120.141
	<i>Midstream</i>	453	2.016
	R&M	5.923	37.869
	Investimentos em LUKOIL	1.818	11.164
	Produtos Químicos (<i>Chemicals</i>)	359	2.225
	Negócios Emergentes	(8)	1.23
ExxonMobil	<i>Upstream</i>	26.497	106.222
	<i>Downstream</i>	9.573	73.452
	Produtos Químicos (<i>Chemicals</i>)	4.563	21.418
BP p.l.c	Exploração e Produção (E&P)	26.938	108.874
	Refino	6.072	95.691
	Gás, Energia e Renováveis	674	19.889

Fonte – Relatórios 20-F e 10-K de 2007 das empresas analisadas (em milhões de dólares – US\$)

Diante da importância desse segmento e de suas características peculiares, justifica-se, neste trabalho, a sua escolha como alvo para a análise das perdas por *impairment*.

2.3 A ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P)²⁷

Como já mencionado, em linhas gerais, o petróleo é normalmente encontrado nas bacias sedimentares e nas depressões na superfície da terra, que foram ao longo de milhões de anos preenchidas por rochas sedimentares. A exploração do petróleo busca justamente áreas onde essas condições básicas possam existir, tanto na terra quanto no mar. Se a exploração é feita em terra chama-se *onshore*, se é feita no mar chama-se *offshore* (NEIVA, 1986; CLÔ, 2000; BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

No Brasil, prevalece a tendência de concentrar a exploração em atividades *offshore*. Essa tendência tem sido dominante desde meados dos anos 70, fazendo com que o maior volume de reservas provadas de petróleo e de gás do país encontre-se no mar. De acordo com Moutinho dos Santos e Zamith (2003, p. 2), o Brasil e em particular a Bacia de Campos transformou-se em uma das mais produtivas áreas *offshore* do mundo, enquanto suas enormes áreas sedimentares *onshore* encontram-se pouco exploradas e com potencial de desenvolvimento estagnado. Os autores ilustraram essa situação:

[...] Ao mesmo tempo, o reconhecimento mundial do Brasil como uma importante província *offshore* tem despertado o interesse de outras grandes empresas do setor, que também concentram as suas atenções nessas mesmas áreas *offshore*. Assim, desde a abertura do setor de petróleo, formalmente instituída pela Lei nº 9.478/97, pode-se afirmar que, do ponto de vista das atividades de E&P, o Brasil continua sendo uma nação predominantemente *offshore*, desprezando as suas imensas bacias sedimentares *onshore*, que permanecem virgens.

A atividade de exploração inicia-se com um conjunto de métodos de investigação geológicos e geofísicos a procura das áreas onde as condições básicas para a descoberta de petróleo possam existir. O objetivo é fazer um mapeamento das estruturas geológicas do subsolo pesquisado.

Após a aplicação de métodos geológicos e geofísicos de investigação e da interpretação dos dados obtidos, seleciona-se uma área onde se identificou a estrutura na qual se supõe a presença de petróleo. Em alguns casos, nesse momento acontecem as atividades relacionadas à obtenção do direito de explorar, desenvolver e produzir recursos minerais de petróleo e gás, pois, em muitos países, o subsolo é de propriedade do Estado, sendo a exploração permitida mediante contratos de concessão.

²⁷ As informações dessa seção estão, em boa parte, baseadas nas seguintes bibliografias: NEIVA, 1986; GALLUN, STEVENSON e NICHOLS, 1993; CLÔ, 2000; THOMAS, 2001; GODOY, 2004; BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007.

Posteriormente, a área é examinada de forma mais detalhada, utilizando dados geológicos mais apurados que na fase inicial. Ocorre uma perfuração com o objetivo de se verificar a real existência de petróleo: é o chamado poço pioneiro. Para Godoy (2004, p. 80), o início do processo de exploração não garante a certeza de que será encontrado um reservatório petrolífero, pois dentro do atual estágio da indústria petrolífera, só a perfuração do poço pioneiro revela o petróleo. Assim, as atividades que compõem essa fase consomem um grande volume de recursos e também possuem um risco elevado, pois indicam se a área estudada tem ou não potencial de comercialidade.

Confirmada a descoberta, são perfurados outros poços adicionais ao poço pioneiro para se estabelecerem os limites do campo. Esses são os chamados poços de delimitação ou extensão. Nessa fase, ocorre, também, um processo de avaliação da descoberta realizada, que envolve o levantamento de alguns parâmetros técnicos como dimensões da jazida (espessura, área, volume e profundidade), características do reservatório (porosidade, permeabilidade, saturação de água e de hidrocarbonetos, razão do total de rocha em relação às rochas do reservatório), desempenho do poço (índice de produtividade, taxa de declínio), custos (perfuração, completação, aquisição de dados) e preço dos produtos (variação no cenário de preços previstos, histórico de preços) (NEIVA, 1986; BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

Essa fase é decisiva, pois, com base nas informações levantadas, faz-se a análise da viabilidade econômica do projeto para a sequência dos trabalhos. Caso o projeto seja economicamente inviável ele deverá ser abandonado, caso contrário, o mesmo será continuado, ou seja, se existirem indicações de reservas suficientes de petróleo e gás para justificar o investimento (GALLUN, STEVENSON e NICHOLS, 1993; THOMAS, 2001; BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

Após a confirmação da viabilidade econômica da reserva, o campo é desenvolvido, ou seja, é iniciado o planejamento para colocar o campo em condições operacionais de produção. Segundo Gallun, Stevenson e Nichols, (1993, p. 6), essa etapa compreende: a construção de plataformas e plantas de tratamento, a construção e instalação de equipamentos necessários para a produção e a construção de dutos e sistema de escoamento e transporte da produção.

Após essa etapa, inicia-se, efetivamente, a extração do petróleo e gás, sendo disponibilizado para comercialização. As atividades típicas são: conexão dos poços, estocagem, tratamento do petróleo (remoção de sedimentos e água), separação do petróleo e descarte e tratamento de resíduos. A partir de então, são, efetivamente, geradas as receitas e custos inerentes da cadeia produtiva do segmento de *upstream*.

A última fase da atividade de exploração e produção é o abandono do campo. Essa fase ocorre quando há indícios de que a taxa de produção de petróleo e gás está em declínio até chegar a um nível de produção em que as receitas provenientes das vendas não são mais suficientes para cobrir os custos de produção do campo (SANTOS, MARQUES e SILVA, 2006).

Nessas condições, o campo deve ser retirado de operação e seus poços tamponados, de modo a isolar os fluídos das formações, visando minimizar os riscos de acidentes e danos ao meio ambiente. Todas as instalações e equipamentos localizados no campo também devem ser removidos, de modo que o local seja revertido ao seu estado natural, recuperando as condições existentes no período anterior à intervenção produtiva (SANTOS, MARQUES e SILVA, 2006).

A ilustração 6 demonstra as fases da atividade de E&P do petróleo.

Ilustração 6 – Etapas da Atividade de E&P de Petróleo
Fonte – Elaborada pelo autor

No entendimento das atividades descritas é válido destacar dois pontos: (i) a sequência das atividades nem sempre é igual para todas as empresas ou projetos, pois algumas etapas podem ocorrer de forma concomitante, de acordo com a necessidade e características da área explorada e (ii) dentre as atividades foi dada ênfase na análise da viabilidade no momento em que se realiza a perfuração do poço pioneiro, por ser esse o momento mais crítico para se decidir em prosseguir ou não com o projeto, no entanto, ressalta-se que, em cada uma das etapas descritas se faz necessário o constante acompanhamento da viabilidade econômica do projeto para a sequência dos trabalhos.

Para Brock, Carnes e Justice (2007, p. 12), atualmente, os líderes da indústria petrolífera estão caminhando para o desenvolvimento de combustíveis alternativos mediante a utilização de tecnologias emergentes. A aplicação de novas técnicas de exploração permite que a indústria produza energia de recursos em locais cada vez mais remotos e com reduzido impacto ambiental. O desenvolvimento de novas tecnologias proporciona, entre outras coisas, o acesso a reservas de petróleo e gás localizadas em camadas mais profundas, com altas temperaturas e alta pressão no interior da Terra. Um exemplo claro disso foi a descoberta em 2006, pela Petrobras, de uma grande quantidade de petróleo na chamada “camada pré-sal”.

A “camada pré-sal” é uma faixa que se distancia, aproximadamente, 300 quilômetros da costa e que se estende ao longo de 800 quilômetros entre os Estados do Espírito Santo e Santa Catarina, abaixo do leito do mar, e engloba três bacias sedimentares (Espírito Santo, Campos e Santos). O petróleo encontrado nesta área está a profundidades que superam os 7 mil metros, abaixo de uma extensa camada de sal. Vários campos e poços de petróleo já foram descobertos no pré-sal, entre eles o de Tupi, o principal. Há, também, os nomeados Guará, Bem-Te-Vi, Carioca, Júpiter e Iara, entre outros (PETROBRAS, 2009).

Os primeiros resultados de uma análise apurada dessas descobertas apontam para volumes muito expressivos. Para se ter uma ideia, só a acumulação de Tupi, na Bacia de Santos, tem volumes recuperáveis estimados entre 5 e 8 bilhões de barris de óleo equivalente. Já o poço de Guará, também na Bacia de Santos, tem volumes de 1,1 a 2 bilhões de barris de petróleo leve e gás natural (PETROBRAS, 2009).

No entanto, o assunto ainda é cercado de diversas dúvidas e desafios. Não se sabe exatamente o quanto de óleo e gás pode ser extraído de cada campo e nem se existe tecnologia suficiente para extrair petróleo em uma região tão distante do litoral, em grandes profundidades e abaixo de uma grande camada de sal.

Moutinho dos Santos *et al* (2007, p. 85) atentam para o papel crescente que o gás natural deverá ocupar na matriz energética do planeta nos próximos cinquenta anos. Em todas

as perspectivas de futuro, ele apresentará um crescimento de consumo bem maior do que o petróleo, o carvão e o consumo total de energia primária. Os autores até sugerem no nascimento de uma “Civilização do Gás”, que caracterizará a matriz energética planetária ao longo desse século XXI.

É importante ressaltar, ainda, a crescente tendência das empresas investirem em fontes de energias renováveis, como a solar e a eólica. No entanto, significativos obstáculos tecnológicos devem ser superados para que essas fontes de energia alternativas se tornem negócios rentáveis e convenientes para os consumidores.

2.4 CONTABILIDADE PARA O SETOR PETROLÍFERO

É raro o setor em que se encontram tantas particularidades nos negócios (atividades) e na contabilidade quanto o setor petrolífero. Isso acarreta em prejuízos à qualidade da informação contábil e talvez justifique o fato de ainda não haver um pronunciamento contábil unânime para a indústria de petróleo e gás²⁸ (BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

Até meados dos anos 50, a maioria das empresas do setor petrolífero utilizava um método para capitalização dos gastos incorridos conhecido como “Contabilidade pelos Esforços Bem Sucedidos” (*successful efforts accounting – SE*). Em essência, eram capitalizados os gastos incorridos nas atividades exploração, desenvolvimento e produção de reservas de petróleo que resultassem, de fato, em reservas economicamente viáveis. Os gastos incorridos nas mesmas atividades, mas que não resultassem em reservas viáveis deveriam ser lançados como despesas para compor o resultado do período.

Nessa mesma época (meados dos anos 50), surge uma nova abordagem para a contabilização das atividades das empresas de óleo e gás: o Método da Capitalização Total (*full cost method – FC*). Nessa abordagem, todos os gastos incorridos na exploração, aquisição, e desenvolvimento das reservas de óleo e gás eram capitalizados, independente do sucesso ou insucesso da atividade. Esse método foi inicialmente adotado pelas empresas não integradas de exploração de óleo e gás (BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

²⁸ Apesar de alguns países terem emitido normas específicas, ainda não existe pronunciamento contábil uniforme para a indústria de petróleo e gás. Talvez por esse motivo, as regras contábeis mais utilizadas no tratamento dos gastos das empresas de petróleo e gás sejam as normas norte-americanas SFAS nº 19 – *Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies* e SFAS nº 69: *Disclosures About Oil and Gas Producing Activities* (BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

Em 1964, o *Accounting Principles Board* (APB) e o *American Institute of Certified Public Accountants* (AICPA) começaram a elaborar um estudo sobre contabilidade financeira e relatórios na indústria extrativista. Em 1969, é publicado o resultado desse trabalho pelo APB, intitulado *Accounting Research Study nº 11* (ARS 11), sugerindo que o método da Capitalização Total deveria ser eliminado e que somente o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos deveria ser aceito.

Com a extinção do APB e a criação do FASB em 1973 para substituí-lo, é emitido em 1977 a SFAS nº 19 – *Financial Accounting and Reporting for Oil and Gas 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.

A SFAS nº 19 foi severamente criticada pela SEC nas audiências de março e abril de 1978, principalmente por produtores independentes de óleo e gás. Assim, em agosto de 1978, a SEC anunciou o *Accounting Series Release 253* (ASR 253), mediante o qual reconhecia que nenhum dos métodos refletia a essência econômica da atividade de exploração e produção de óleo e gás, pois (i) não reconhecia o valor das reservas de petróleo e gás e (ii) não refletia a renda oriunda das descobertas.

Diante desse fato, a SEC anunciou o desenvolvimento de um método contábil conhecido como Reconhecimento Contábil das Reservas (*Reserve Recognition Accounting – RRA*) que atribuíria um valor para as reservas provadas de óleo e gás e procurava refletir os resultados das alterações de valor das reservas provadas.

No entanto, outro problema surgiu: a determinação de um valor para as reservas provadas de óleo e gás. Assim, a SEC concluiu que não seria possível exigir a divulgação das demonstrações contábeis pelos critérios do RRA. De acordo com Godoy (2004, p. 91), o insucesso da SEC na tentativa de implementar os conceitos do 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.

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 Total. As regras estabelecidas no ARS 257 eram, essencialmente, as mesmas contidas na SFAS nº 19. Com o ARS 258, a SEC anunciou a adoção das regras para as empresas que usavam o método da Capitalização Total (FC). Essas regras foram modificadas e deram origem ao Regulamento SX 4-10.

Após as 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*. Essa norma suspendeu por um período indefinido a maior parte das exigências contidas na 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 gás.

Em novembro de 1982, o FASB emitiu a SFAS nº 69 – *Disclosures about Oil na Gas Producing Activities* e, em dezembro de 1982, a SEC anunciou a sua adoção. Entre outras coisas já previstas no RRA, a SFAS nº 69 inovou ao exigir a evidenciação do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelas reservas provadas.

Alguns autores estudaram a normatização para o setor petrolífero. Cita-se como exemplo o estudo de Alciatore (1993), que investigou o conteúdo informativo dos relatórios exigidos pela SFAS nº 69 por meio das opiniões de participantes do mercado. Os resultados revelaram quais as informações exigidas pela norma são relevantes: produção, descobertas, revisões de reservas, mudanças no preço do petróleo e no imposto sobre renda.

Controvérsias sobre a utilização dos dois métodos de capitalização voltaram a ser discutidas em 1986, quando a SEC propôs a eliminação do Método da Capitalização Total. Membros da Comissão rejeitaram a proposta e os dois métodos continuam aceitos para a contabilidade e apresentação dos relatórios financeiros da indústria de óleo e gás. O quadro 1 resume a evolução histórica da normatização para o setor petrolífero.

Data	Evento
Meados dos anos 50	Eram utilizados, na indústria petrolífera, dois métodos de capitalização de gastos incorridos: método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE) e o método da Capitalização Total (FC).
1964	O <i>Accounting Principles Board (APB)</i> e o <i>American Institute of Certified Public Accountants (AICPA)</i> começam a elaborar um estudo, publicado em 1969 como “ <i>Accounting Research Study nº 11 (ARS nº 11)</i> ”, sugerindo que o método da Capitalização Total deveria ser eliminado e que somente o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos fosse aceitável.
1977	O FASB emite a SFAS nº 19 – <i>Financial Accounting and Reporting for Oil and Gas Producing Companies</i> .
Agosto de 1978	A SEC emiti o <i>Accounting Series Release nº 253 (ARS nº 253)</i> e anuncia o desenvolvimento de um método contábil conhecido como <i>Reconhecimento Contábil das Reservas (Reserve Recognition Accounting – RRA)</i> .
Dezembro de 1978	A SEC emite os boletins ARS nº 257 e ARS nº 258.
Fevereiro de 1979	O FASB emite a SFAS nº 25 – <i>Suspension of Certain Accounting Requirements for Oil and Gas Producing Companies</i> .
Novembro de 1982	O FASB emite a SFAS nº 69 – <i>Disclosures about Oil and Gas Producing Activities</i> .
Dezembro de 1982	A SEC anunciou a adoção do SFAS nº 69.

Quadro 1 – Evolução Histórica da Normatização Contábil para o Setor Petrolífero

Fonte – Elaborado pelo autor a partir de Brock, Carnes e Justice (2007)

Como apresentado, a contabilidade financeira e os relatórios das indústrias do setor petrolífero norte-americano há muito tempo vêm sendo debatidos e várias normas foram emitidas para solucionar os problemas de divulgação e controle das informações. No final da década de 70, Ijiri²⁹ (1979; *apud* WOLK, FRANCIS, TEARNEY, 1984, p. 454, tradução nossa) publicou um trabalho que procurou explanar o estado da contabilidade para o setor petrolífero, nele exaltava uma das maiores controvérsias nas práticas de contabilidade:

Nunca na história da contabilidade a possibilidade de escolha de determinado método atraiu maior atenção que a controvérsia envolvendo os métodos da capitalização total e da capitalização pelos esforços bem sucedidos

Kahn³⁰ (2002, p. 6 *apud* SILVA, 2007, p. 64) discutiu a lacuna existente na normatização para o setor e evidenciou a dificuldade encontrada, ao longo da história, de se mensurar o valor das reservas e incluí-las no balanço das companhias:

O maior patrimônio de uma empresa de petróleo são suas reservas. Uma das formas mais importantes, tanto para o investidor como para a empresa, de se avaliar uma empresa petrolífera é pela quantidade de reservas que ela possui, sendo que reserva é o volume de petróleo que ainda poderá ser recuperado como resultado da produção do reservatório, desde a época da sua avaliação até o seu abandono.

Godoy (2007) investigou, com base nas demonstrações contábeis e nas informações do mercado, qual metodologia de avaliação proporcionou maior poder informacional para a

²⁹ IJIRI, Y. *Oil and Gas Accounting – Turbulence in Financial Reporting*. Financial Executive. August, 1979.

³⁰ KAHN, Marcio. Indicadores para avaliação econômica e financeira de reservas de petróleo. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Rio de Janeiro: PUC/RJ, 2002.

tomada de decisões na atividade de exploração e produção de petróleo. Concluiu que a avaliação pelo fluxo de caixa futuro mostrou-se como uma técnica razoável para se avaliar o valor das reservas de óleo e gás das empresas do setor petrolífero. 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.

Por outro lado, o autor evidenciou que a avaliação pelo fluxo de caixa descontado (FCD) gerado pelas reservas provadas de óleo e gás não se mostrou uma boa medida de avaliação em quaisquer das empresas pesquisadas. Por fim, concluiu que a técnica de opções reais apresentou-se como uma ferramenta superior de avaliação da atividade de exploração e produção de óleo e gás.

Atualmente, as principais normas referentes ao setor são as SFAS nº 19 e nº 69, e para a SEC os dois métodos de capitalização dos gastos continuam aceitos como forma de contabilização dos gastos das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás (BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

Antes de se apresentar o tratamento contábil dado aos gastos de acordo com os métodos de capitalização e, portanto, antes de se testar a recuperabilidade dos ativos registrados, deve-se apresentar a classificação dos gastos envolvidos na atividade de E&P.

Considerando apenas a cadeia produtiva das atividades de E&P, foco deste trabalho, os gastos incorridos são agrupados dentro de 4 categorias básicas: custos de aquisição, exploração, desenvolvimento e produção. Essa classificação está de acordo com a *Regulation S-X, Rule 4-10* da *Securities and Exchange Commission* (SEC) e com a SFAS nº 19, do FASB, e é definida a seguir:

- **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 e, ainda, abrange: bônus, taxas de agenciamento/intermediação, taxas de registro, custos legais e outros.
- **Gastos de Exploração** – são todos os gastos incorridos que estiverem relacionados à pesquisa de reservas de óleo e gás. Incluem-se, nessa categoria, os gastos incorridos na identificação de áreas potenciais e que, por isso, exijam a necessidade de exames específicos. Os gastos de exploração podem ocorrer tanto antes como depois da aquisição da área ou mesmo incorridos sem que a área nunca seja adquirida.
- **Gastos de Desenvolvimento** – são aqueles incorridos para obter acesso às reservas provadas e para prover instalações para extração, tratamento, recolhimento e

estocagem do óleo e do gás natural e ainda os gastos das instalações de produção, tais como: linhas de escoamento, separadores, tratadores, aquecedores, tanques de estocagem, sistemas de recuperação e instalações de processamento de gás natural. Caso o poço pioneiro revele a existência de algum reservatório economicamente viável de petróleo, todos os poços que venham a ser perfurados na área serão considerados como poços de desenvolvimento.

Os gastos de exploração estão associados às reservas não provadas de óleo e gás e incluem, portanto, os gastos relacionados à perfuração dos poços estratigráficos e do poço pioneiro. Já os gastos de desenvolvimento estão associados às reservas provadas de óleo e gás das quais se conhecem, por estimativas, os benefícios futuros.

- **Gastos 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. Inclui, também, a mão de obra para operar os poços e instalações, gastos de reparo e manutenção, materiais e suprimentos consumidos, impostos de produção e outros tributos. Os gastos de produção podem ser divididos em duas partes: a) os gastos incorridos para operar e manter o sistema de produção e 2) os gastos de depreciação, exaustão e amortização dos gastos capitalizados de propriedades adquiridas, de exploração e de desenvolvimento.

Vale citar, ainda, a classificação dos gastos de abandono, que não consta da classificação da SEC. Santos, Marques e Silva (2006) investigaram o arcabouço teórico e normativo do reconhecimento contábil do custo de abandono na contabilidade das empresas petrolíferas. Os autores concluíram que o custo de abandono é um componente fundamental em qualquer análise de viabilidade econômica de projetos de exploração e produção de óleo e gás e as estimativas do custo de abandono devem ser consideradas como parte dos custos capitalizados do ativo (poços, equipamentos e instalações), tendo como contrapartida no passivo, o valor correspondente às obrigações futuras do desmantelamento, remoção e restauração dos campos petrolíferos

Após classificados os gastos incorridos, as empresas ou os capitalizam ou os lançam no resultado do período. Como já mencionado, isso depende do método de capitalização seguido, portanto, a perfeita compreensão desses métodos é importante para o presente trabalho.

2.4.1 Métodos dos Esforços Bem Sucedidos e da Capitalização Total

As empresas de E&P de petróleo adotam um dos dois métodos de capitalização dos gastos incorridos: Método dos Esforços Bem Sucedidos (*Successful Efforts* – SE) ou Método da Capitalização Total (*Full Cost* - FC). Os métodos são significativamente diferentes na forma como os gastos são contabilizados com relação às fases de explorar, desenvolver e produzir petróleo e gás.

De acordo com a metodologia de capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos, é reconhecida como despesa diretamente no resultado apenas os gastos com geologia e geofísica e com poços secos ou não econômicos na fase exploratória, sendo capitalizados os demais gastos como gasto na aquisição de área, poços exploratórios com sucesso, poços secos na fase de desenvolvimento e desenvolvimento de poços bem sucedidos (BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

Depreende-se dessas informações que se capitalizam como ativo de petróleo e gás os gastos das atividades que resultam na descoberta de reservas de petróleo economicamente viáveis. Os gastos exploratórios, de geologia e geofísica em geral, bem como outros gastos relativos a propriedades não provadas são considerados como despesas do período, pois ainda não se pode relacionar esses gastos a uma reserva provada e à certeza de geração de benefício econômico futuro, conceito básico da definição de ativo.

Dessa forma, relatórios com ativos baseados no método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (SE) fornecem mais informações sobre o sucesso e insucesso exploratório da empresa (BIERMAN, DUKES e DYCKMAN, 1974).

A ideia do método de capitalização SE é explicada por Brock, Carnes e Justice (2007, p. 36, tradução nossa):

Pelo método dos Esforços Bem Sucedidos (*Successful Efforts Method*), capitalizam-se os gastos incorridos apenas quando os resultados da atividade exploratória forem positivos, ou seja, quando os minerais forem encontrados. Assim, os custos de poços exploratórios secos, e a maioria dos gastos Geológicos e Geofísicos (G&G) são lançados como despesa para compor o resultado do período.

Pelo método da Capitalização Total (FC), todos os gastos associados à aquisição de propriedades, exploração e atividades de desenvolvimento deverão ser capitalizados. Portanto, 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 gastos de aquisição de propriedades e os gastos de desenvolvimento.

Para Brock, Carnes e Justice (2007, p. 50), a empresa que utiliza o FC acredita que todos os esforços (gastos) feitos para encontrar o mineral são essenciais para que a exploração seja um sucesso, mesmo que, inicialmente, não se encontre óleo e/ou gás. Em outras palavras, encontrar poços estéreis contribui para se reduzirem as incertezas para as próximas perfurações.

Por trás da metodologia de Capitalização Total está a ideia de que a realização de pesquisas que aparentemente são “infrutíferas” é extremamente necessária para a delimitação e descoberta de áreas com reservas provadas, ou seja, são importantes para se aumentarem as chances de as próximas pesquisas resultarem em ações bem sucedidas. É nesse argumento que se apóiam aqueles que defendem a capitalização de todos os gastos ligados à atividade de E&P, independente do sucesso ou insucesso exploratório. Sob esse argumento, o método FC não deixa de atender à definição de ativo.

A principal característica da indústria petrolífera, o risco inerente à atividade de exploração e produção (descoberta de petróleo) em uma determinada área, é a maior influenciadora da existência desses dois métodos de capitalização. No entanto, a divergência na contabilização dos gastos incorridos pelos dois métodos causa um impacto substancial nas demonstrações de resultados das empresas do setor petrolífero (GODOY, 2004).

Uma empresa que usa o SE e possui um grande programa de exploração de áreas, com uma taxa normal de sucesso³¹ nas perfurações, apresenta um valor significante de despesas, devido à exploração de poços secos ou estéreis encontrados. Isso talvez justifique o fato desse método ser utilizado por empresas maiores.

Por outro lado, uma empresa que utiliza o FC pode capitalizar todos os gastos de exploração de poços secos ou estéreis, fazendo com que esses gastos não reduzam o resultado do período, exceto mediante amortização. Esse método é maciçamente seguido por empresas de pequeno porte.

Depreende-se, portanto, que o método *Full Cost* é mais restritivo em relação ao reconhecimento de despesa. Essa metodologia faz com que os resultados apresentados pelas companhias sejam, teoricamente, mais uniformes, pois os insucessos na exploração não causam grandes oscilações nos lucros das companhias.

³¹ 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. Uma taxa de sucesso exploratório considerada normal varia de região para região: no Oeste Europeu e nos Estados Unidos entre 13% e 14%; na Arábia Saudita aproximadamente 75%; no Canadá, Líbia e Países Baixos entre 25% e 35% e na Nigéria 60%. No Brasil, durante o período de 2000 a 2007, a Petrobras divulgou uma taxa média de 40% (CLÔ, 2000).

Já no método *Successful Efforts*, o resultado não é preservado, uma vez que o reconhecimento em despesa é imediato na fase do levantamento geológico e geofísico (G&G) e nos insucessos da fase exploratória (poços secos e não comerciais). Essa metodologia impacta, fortemente, no lucro das companhias que se encontram nas fases iniciais do processo de exploração e produção, mas como esse método é utilizado por empresas de grande porte, tais despesas não chegam a causar distorções representativas nos seus ganhos.

As diferenças dos métodos afetam, também, o valor do ativo fixo. No método de Capitalização Total (*full cost*) os ativos fixos tendem a serem maiores do que os reconhecidos pelo método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (*successful efforts*) devido, basicamente, à capitalização dos gastos com geologia e geofísica e com os gastos exploratórios.

Especificamente, o tratamento dado às quatro categorias de gastos na atividade de E&P (aquisição de propriedade, exploração, desenvolvimento e produção) é diferente para cada um dos dois métodos de contabilização utilizado 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. O quadro 2 sintetiza essas informações.

Tipos de Gastos	SE	FC
Geologia e Geofísica – G&G	Despesas	Capitalizar
Aquisição de Propriedades	Capitalizar	Capitalizar
Exploração de Poço Estéril	Despesas	Capitalizar
Exploração de Poço – Sucesso	Capitalizar	Capitalizar
Desenvolvimento de Poço Estéril	Capitalizar	Capitalizar
Desenvolvimento de Poço – Sucesso	Capitalizar	Capitalizar
Produção	Despesas	Despesas
Empresas	SE	FC
Formas de Organização	Integradas	Não integradas
Tamanhos	Grandes	Pequenas
Centros de Custo	Propriedade, campo ou reservatório	País
Ativos Imobilizados	Tendem a ser menores.	Tendem a ser maiores.
Resultados	Insucessos na exploração geram despesas.	Insucessos na exploração não geram despesas.

Quadro 2 – Comparação Entre os Métodos de Capitalização dos Gastos

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

Diversos autores estudaram a possibilidade de escolha e as diferenças entre os dois métodos. 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 relevantes para o usuário (investidor). A pesquisa indicou que 73% dos analistas eram favoráveis à utilização do

método SE, contra 27% em favor do método 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.

Para Collins e Connor (1978), os gestores das empresas que utilizavam 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 ideia é reforçada pelo fato de que com a alocação dos gastos em pesquisas malsucedidas 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.

Lilien e Pastena (1982) mostraram que algumas variáveis influenciam as escolhas dos métodos de capitalização dos gastos, a saber: tamanho, alavancagem, risco exploratório e idade da empresa. O estudo concluiu que a variável tamanho e idade foram positivamente relacionadas com a escolha do método SE e as variáveis alavancagem e risco exploratório foram positivamente correlacionadas com a escolha do método de FC. Em outras palavras, empresas maiores e que estão há mais tempo no mercado tendem a seguir o SE, enquanto empresas alavancadas e com altos riscos exploratórios tendem a seguir o FC.

Na pesquisa realizada pela empresa *PriceWaterhouseCoopers* (1998), com 25 empresas do setor petrolífero que atuavam na atividade de E&P, 21 utilizaram o método SE e apenas 4, ou seja, 16% usaram o método FC.

Gramlich e Wheeler (2003) apresentaram ocasiões em que é aceitável a eliminação do FC, evidenciando, ao mesmo tempo, a exigência da adoção do método SE por todas as empresas produtoras de óleo e gás. Por outro lado, o trabalho evidenciou, também, que a SEC permite o uso do método FC com o argumento de que as empresas são diferentes e, assim, devem escolher o método a ser seguido.

As ilustrações 7 e 8 apresentam um esquema dos métodos SE e FC, respectivamente, e foram elaborados a partir de Brock, Carnes e Justice (2007, p. 40-41) e de Gallun, Stevenson e Nichols (1993, p. 37).

3 O ATIVO E A PERDA DO SEU VALOR DE RECUPERAÇÃO

3.1 DEFINIÇÃO E AVALIAÇÃO DE ATIVOS

Para Hendriksen e Breda (2007, p. 284), Canning foi um dos primeiros autores a tentar dar definições abrangentes aos elementos de um balanço. Em sua definição, o autor já relacionava o conceito de ativo com a geração de benefícios econômicos futuros. Para Canning³² (1929, p. 22 *apud* Hendriksen e Breda, 2007, p. 284) ativo é:

Qualquer serviço futuro em dinheiro ou qualquer serviço futuro conversível em dinheiro [...] cujo interesse benéfico está legalmente ou equitativamente ligado a alguma pessoa ou conjunto de pessoas. Tal serviço é um ativo somente para aquela pessoa ou aquele conjunto de pessoas para quem flui.

Para Martins, V. (2002, p. 30), a definição do FASB, conforme o *Statement Financial Accounting Concepts* – SFAC nº 6, foi elaborada com base na definição de Canning (1929). Para o referido órgão, ativos são “prováveis benefícios econômicos futuros obtidos ou controlados por uma entidade particular como resultado de transações ou eventos passados”.

Para o IASB, ativo é um “recurso controlado pela entidade como resultado de eventos passados e do qual se espera que resultem futuros benefícios econômicos para a entidade”. Essa definição é apresentada no *Framework for the Preparation and Presentation of Financial Statements*, e foi traduzida, para conceituar ativo, no Pronunciamento Conceitual Básico, emitido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) no Brasil.

Das definições do FASB e do IASB depreende-se uma divergência crucial. Enquanto para o FASB, ativos são os “prováveis benefícios econômicos futuros”, para o IASB os ativos são os “recursos” do qual se espera que resultem benefícios econômicos futuros.

Outra definição, que se aproxima da apresentada pelo FASB, foi elaborada por Martins, E. (1972, p. 30) em sua tese de doutoramento: “ativo é o futuro resultado econômico que se espera obter de um agente”. Tanto para esse autor quanto para o FASB, ativos são os prováveis benefícios econômicos futuros gerados ou por um recurso, ou por um agente. Esclarecendo, Martins, E. (1972, p. 32) destaca, em seu trabalho, que o significado da palavra

³² CANNING, John B. *The economics of accountancy*. New York. Ronald Press. 1929.

“agente” para a contabilidade é semelhante ao significado da palavra “recurso” para a economia.

Esse mesmo autor afirma, ainda, que há necessidade de aproximação entre a Contabilidade e a Economia e que a definição de ativo deve ser fundamentada em termos econômicos. Em consonância com essa ideia, Fisher³³ (1906, *apud* Samuelson, 1996, p.148) afirmou que a definição de ativo “está no coração da atividade econômica”.

Da análise dessas definições conclui-se que, na verdade, a contabilidade registra o agente (máquinas, veículos, contas a receber), mas ativo, genuinamente, é o futuro resultado econômico que ele gera e, portanto, do ponto de vista da teoria da contabilidade, é esse o valor que deve ser registrado.

Para Iudícibus (2006, p. 139), das várias definições apresentadas para ativo na literatura contábil, deve-se depreender que:

- O ativo deve ser considerado quanto ao seu controle por parte da entidade;
- Precisa estar incluída uma probabilidade de fluxos de caixa futuros e
- O direito precisa ser exclusivo da entidade.

Destaca-se nessa definição, a importância do controle sobre o ativo como sendo premissa básica para seu reconhecimento. Sobre o tema, Fernandes (1998, p. 2) afirma que o controle é dado pela posse, mas, ao usar o termo posse, deve-se ter cuidado em entender que, simplesmente, quer dizer o direito de uso ou controle.

Outro ponto importante é a necessidade de estar incluída uma probabilidade da realização dos fluxos de caixas futuros. Desse item depreende-se que está inserido na definição de ativo certo grau de incerteza na realização de seus benefícios. Esse risco se refere ao ambiente em que a entidade opera.

Hendriksen e Breda (2007, p. 285) identificam as seguintes características de um ativo: deve existir algum direito específico ao benefício futuro ou potenciais serviços, os direitos devem favorecer exclusivamente uma empresa específica, deve haver uma evidência de que a receita dos benefícios futuros é provável e o benefício econômico deve ser o resultado de transação ou eventos passados.

Outra visão é apresentada por Samuelson (1996, p. 150) que, ao discutir o tema, afirma que os gastos serão capitalizados como ativos se as entradas de caixa esperadas,

³³ FISHER, Ivren. *The Nature of Capital and Income*. New York: Reprints of Economics Classics, Augustus M. Kelley, Publisher 1906.

líquidas das saídas de caixa (custos/despesas), forem suficientes ou provavelmente suficientes para recuperar seu custo (gastos capitalizados).

Uma análise geral das definições apresentadas evidencia o consenso de diversos autores de que ativo deve incorporar um provável benefício futuro que envolva a capacidade, isolada ou em combinação com outros ativos, de contribuir à geração de futuras entradas de caixa líquidas para a entidade que detém seu controle. Entende-se, na essência, ser característica básica dos ativos o potencial de geração de benefícios econômicos futuros.

Sobre a definição de ativo, Goulart (2002, p 65) comprovou a validade da hipótese de que os profissionais da área contábil possuem conhecimento superficial de tão importante conceito, não demonstrando compreensão sobre a essencialidade da noção de benefícios econômicos futuros para a caracterização da natureza básica dos ativos. O autor exalta sua preocupação:

Identifica-se a necessidade de maior atenção ao estudo de ativos no processo de formação dos profissionais atuantes na área contábil. Entende-se que uma compreensão satisfatória da natureza dos ativos, além de colaborar com o adequado tratamento e análise crítica de questões práticas da contabilidade aplicada, conferirá aos profissionais melhores condições para enfrentar os desafios atuais da contabilidade.

Apesar da relativa unanimidade em relação aos benefícios econômicos futuros, existem diversas críticas a essas definições. Scheutze (1993, p. 66), por exemplo, afirma que a definição do FASB, que se assemelha às demais, é complexa, abstrata, vaga e não pode ser usada para resolver problemas. Ele nomeia essa definição de “uma grande caixa vazia” (*a large empty box*).

Diante dessa dificuldade em se definir um de seus elementos fundamentais, a literatura contábil enfrenta, também, certa dificuldade em mensurar o seu valor. Hendriksen e Breda (2007, p. 304) afirmam que tem havido durante décadas, um debate furioso de qual é a melhor maneira de definir e medir ativos.

Para Heffes (2005, p. 15), nos últimos anos, o FASB e o IASB, ainda que de forma lenta, têm trabalhado no sentido de encontrar uma abordagem ideal para a mensuração dos ativos.

Hessen³⁴ (1980, *apud* Martins, E., 2006, p. 15) afirma que o tema “valor”:

Pertence ao número daqueles conceitos supremos, como os do ‘ser’, ‘existência’, etc., que não admitem definição. Tudo o que pode fazer-se é simplesmente tentar uma clarificação ou mostração de seu conteúdo.

³⁴ HENSSEN, Johannes. *Filosofia dos valores*. 5. Ed. Coimbra: Armênio Amado, 1980.

Com base na definição econômica de ativo, Martins, E. (1972, p. 37) afirma que “para mensurá-lo, então, do ponto de vista econômico em geral e contábil em particular, basta medirmos cada um dos resultados econômicos que se espera obter do elemento do Ativo”.

Iudícibus, Martins e Gelbecke (2007, p. 202) concluem que o valor de um ativo é estimado pelo valor presente dos benefícios líquidos futuros decorrentes de seu uso ou de sua eventual venda. Em outras palavras, esse valor presente é o valor econômico que o ativo gerará no futuro e deve ser suficiente para cobrir pelo menos o seu custo.

A literatura contábil, de forma geral, relata dois conjuntos como opções de avaliação e mensuração de um ativo: a valores de entrada e a valores de saída (MARTINS, E., 2006).

Os valores de entrada representam os obtidos no mercado de compra de uma entidade, ou então, refletem o custo ou o sacrifício que a empresa teve (passado), tem (presente) ou terá (futuro) que realizar para obter o ativo (TINOCO,1992; MARTINS, E., 2006). As principais alternativas baseadas em valores de entradas são: Custo Histórico, Custo Corrente, Custo Histórico Corrigido e Custo Corrente Corrigido, e os principais autores que advogam (advogaram) a favor da avaliação a valores de entrada são Edwards e Bell³⁵, Sweeney³⁶ e Hendriksen³⁷.

O quadro 3 resume os conceitos das metodologias de avaliação a valores de entrada.

³⁵ Esses dois americanos escreveram, em 1961, uma das principais obras da bibliografia contábil intitulada “*The Theory and Measurement of Business Income*” (TINOCO,1992).

³⁶ Foi um dos pioneiros na abordagem dos problemas da Avaliação em Contabilidade, sobretudo na elaboração da teoria de “ajustamentos do Custo Histórico pelos Índices de Variação do poder aquisitivo da Moeda”. Seu trabalho, *Stabilized Accounting*, foi publicado originalmente em 1936. Todavia, desde 1927, o autor já vinha apresentando trabalhos de destaque, entre esses: “*Effects of Inflation on German Accountting*”; “*German Inflation Accounting*”, publicados no “*Journal os Accountancy*” em março de 1927 e fevereiro de 1928. Publicou, também, entre outros artigos os seguintes: “*How Inflation Affects Balance-Sheets*” e “*The Technique of Stabilized Accounting*”, pela *Accounting Review* em dezembro de 1934 e em junho de 1935 (TINOCO,1992).

³⁷ Publicou, em 1970, um dos livros que se constitui um dos pilares para o estudo da Contabilidade, denominado *Accounting Theory*, que contribuiu para disseminar, entre outros temas, os diversos conceitos de avaliação (TINOCO,1992).

ATIVO E SUA MENSURAÇÃO	
VALORES DE ENTRADA	
Custo Histórico	O custo histórico inclui todos os gastos necessários para que o recurso obtido esteja em condição de uso ou venda. Por ser um custo incorrido (passado), ele é estático, desconsiderando possíveis alterações de preços (gerais da economia ou específicas). É o que melhor atende aos conceitos de objetividade e praticabilidade. Além disso, exige menos premissas definidas pelo avaliador. Isso permite que o usuário processe o dado de acordo com seus próprios pressupostos e objetivos. Uma desvantagem de sua utilização, é que, por desconsiderar as alterações no valor dos itens ao longo do tempo, pode acarretar a manutenção de registros sem qualquer significado.
Custo Corrente	Custo Corrente é definido como o custo corrente de aquisição dos <i>inputs</i> que a firma utilizou para produzir o elemento do ativo. O custo corrente traz no seu bojo grandes vantagens para quem o utiliza, pois permite ao usuário externo a obtenção de uma aproximação razoável de valor que deveria ser desembolsado para obter um ativo igual ou equivalente àquele objeto de avaliação. A contrapartida do ganho de utilidade proporcionada pelo uso do custo corrente representa redução nos níveis de praticabilidade e objetividade.
Custo Histórico Corrigido	O custo histórico corrigido é a combinação do custo histórico com o princípio contábil do denominador comum monetário. Sua metodologia prevê o restabelecimento dos custos incorridos em operações anteriores em termos de um poder aquisitivo da moeda de uma data determinada ou, em outras palavras: abre a possibilidade de se colocar diversos custos de datas diferentes em termos de uma moeda de capacidade aquisitiva (geral ou específica), de outra data qualquer. No tocante à praticabilidade, as empresas incorrem em maiores custos para capturar e processar os dados necessários para a atualização dos itens não monetários, apuração dos ganhos e perdas nos itens monetários e elaboração de relatórios corrigidos.
Custo Corrente Corrigido	Poder-se-ia definir o Custo Corrente Corrigido como uma extensão do Custo Corrente, só que sujeito a um ajustamento em função de um Índice Geral de Preços. Ao comparar-se o custo corrente e o custo corrente corrigido verifica-se o surgimento de um novo elemento denominado ganho ou perdas nos itens monetários, que nada mais é do que a tentativa de reconhecer o efeito inflacionário sobre as dívidas e créditos da empresa no período. Por conseguir captar a variação específica dos preços, juntamente com a variação geral, o custo corrente corrigido é considerado como o mais completo conceito de avaliação de ativos a valores de entrada.

Quadro 3 – Metodologias de Avaliação de Ativos a Valores de Entrada

Fonte – FERNANDES (1998) e MARTINS, E. (2006).

Já os valores de saída representam aqueles obtidos no mercado de venda (MARTINS, E., 1972). Quanto àqueles que opinaram pela preponderância da avaliação a valores de saída, destacam-se Chambers³⁸ e Kenneth Mac Neal³⁹. O quadro 4 resume as opções de avaliação a valores de saída.

³⁸ É o principal expoente da Avaliação a Valores de Saída. Durante os anos 50 e até meados de 60 realiza estudos sob o efeito da inflação nas demonstrações contábeis, mantendo, todavia, preferência pela Contabilidade a Custo Corrente. Entretanto, em 1965, publica *Measurement in Accounting*, passando a considerar *Resale Values* - valores de saída - como a melhor forma de avaliação em Contabilidade. Essa sua posição é reafirmada, em 1966, no livro *Accounting Evaluation and Economic Behavior*.

³⁹ Publicou, em 1939, o livro *Truth in Accounting*, um dos precursores da corrente de pensamento da Contabilidade a Valores de Saída.

ATIVO E SUA MENSURAÇÃO	
VALORES DE SAÍDA	
Valor Realizado	O valor realizado consiste no montante originado do conflito de interesses entre comprador e vendedor, buscando menor e maior preços respectivamente, numa transação efetiva. Cabe complementar que, para o conceito abordado, deve-se restringir-se à óptica de quem vende. Cair-se-ia no custo histórico, caso se focasse o comprador. Na verdade, o que se tem é a visão da mesma transação sob duas ópticas: na do comprador, o valor da transação ocorrida nessa circunstancia fornece o custo histórico do bem, na do vendedor, o da receita obtida.
Valor Corrente de Venda	Representa o valor pelo qual se conseguiria vender, hoje, um determinado item patrimonial. Essa valoração proporciona uma informação mais próxima do valor econômico do objeto avaliado. No entanto, o valor corrente de venda, ao elevar o nível de utilidade da informação, sacrifica os conceitos da objetividade e praticabilidade.
Valor Realizável Líquido	Pode ser entendido como o valor corrente de venda deduzido dos gastos necessários para a realização do item avaliado. Ele seria o montante esperado da entrada líquida de caixa que a venda do item proporcionaria à entidade.
Valor de Liquidação	Essa é uma abordagem que implica descontinuidade de uma entidade. Pode ser considerada como a mais extrema da hipótese de avaliação a valores de saída. Por não serem realistas em circunstâncias normais, os valores de liquidação devem ser utilizados em situações específicas, como: 1) quando os produtos e outros ativos tenham perdido sua utilidade normal, ficando obsoletos ou por outro motivo qualquer tenham perdido o seu mercado normal; 2) quando a empresa espera desativar seus negócios em um futuro próximo, de modo que não poderá vender em seu mercado normal.
Valor de Liquidação Futuro	É o benefício que a empresa auferirá com a realização de um item patrimonial do futuro, considerando que ela ocorrerá num espaço de tempo em que se esperam alterações significativas no mercado. O valor de realização futuro, diferentemente do corrente de venda e realizável líquido, inclui as expectativas de alterações no cenário de atuação da empresa, relativas ao período entre a avaliação e a realização efetiva do item patrimonial.
Valor Presente do Fluxo de Caixa Futuro	O valor de um ativo é o equivalente monetário de seus serviços potenciais. Conceitualmente este é a soma dos preços futuros de mercado de todos os fluxos de serviços que se obterão, descontados por fatores de probabilidades e juros a seus valores atuais. Esse conceito de avaliação exige o prévio conhecimento de três variáveis básicas que devem ser determinadas para sua adoção: 1) a importância (caso recebida em uma única vez) ou as importâncias (caso recebidas em períodos distintos) que serão recebidas; 2) o fator de desconto (taxa de juros); 3) o período ou períodos compreendidos. Essa valoração é a opção que mais se aproxima do valor econômico do item avaliado, no entanto a subjetividade das variáveis envolvidas no seu cálculo prejudicam sua praticabilidade e objetividade.
Valor Justo	Montante pelo qual um determinado item poderia ser transacionado entre participantes dispostos e conhecedores do assunto, numa transação sem favorecimento.

Quadro 4 – Metodologias de Avaliação de Ativos a Valores de Saída

Fonte – FERNANDES (1998) e MARTINS, E. (2006).

No entanto, diante de tais opções, geralmente, não se adota um único critério para a mensuração do ativo, pois a uniformidade de critérios poderá distorcer o seu “real” valor. Hendriksen e Breda (2006, p. 304) afirmam que, embora haja vantagem clara na aceitação de um único conceito abrangente, uma análise mais atenta dos padrões de utilização indica que um único conceito de avaliação não seria capaz de atender, igualmente bem, a todas as finalidades.

A mescla de critérios permite a utilização de custo histórico, valor justo e outros critérios de avaliação. Apesar de o custo histórico continuar sendo a base do critério de avaliação, a introdução do critério de valor justo representa um incremento na informação contábil (KIESO, WEYGANDT e WARFIELD, 2006).

Para o IASB, IAS nº 39 - *Financial Instruments: Recognition and Measurement*, o valor justo é o montante pelo qual determinado item poderia ser transacionado entre participantes dispostos e conhecedores do assunto, numa transação sem favorecimento.

O FASB, por intermédio da SFAS nº 107 - *Disclosures about Fair Value of Financial Instruments*, define valor justo (*fair value*) como “o valor pelo qual um instrumento poderia ser trocado em uma transação corrente entre partes interessadas, que não em uma liquidação ou venda forçada”.

Conforme destaca o parágrafo 5º do *Exposure Draft - Fair Value Measurement*, emitido pelo FASB, o objetivo de uma medida justa do valor é estimar um preço da troca para o ativo ou passivo que estão sendo medidos, na ausência de uma transação real para esse ativo ou passivo.

A CVM veio a tratar do tema valor justo na Instrução nº 235 de 23 de março de 1995, na qual exigia a divulgação de instrumentos financeiros em notas explicativas pelo seu valor de mercado. A Instrução não definiu valor justo. Isso veio a ocorrer na Deliberação nº 371, de 13 de dezembro de 2000, que se refere à contabilização de benefícios a empregados. No item 18 da referida deliberação, a CVM define valor justo como:

Valor pelo qual um ativo pode ser negociado ou um passivo liquidado entre partes interessadas, em condições ideais e com a ausência de fatores que pressionem para a liquidação da transação ou que caracterizem uma transação compulsória.

O *fair value* de um ativo pode ser entendido como seu preço de negociação num mercado organizado e eficiente. Nesse tipo de mercado, o valor de negociação pode ser a representação consensual dos benefícios que tal negociação trará para cada parte.

Cabe ressaltar que a situação descrita acima só é válida quando o mercado for considerado ‘ativo’, ou seja, quando os itens negociados forem homogêneos, quando os compradores e vendedores dispostos normalmente forem encontrados a qualquer momento, e quando as cotações estiverem disponíveis para o público.

Em um mercado que não apresenta as características citadas acima, o preço pode não representar o valor justo de determinado ativo, devido à possível presença de viés nas informações que o compõem, ou seja, tanto o vendedor quanto comprador podem estar influenciando e manipulando a sua formação. Em uma situação dessas, a melhor estimativa do valor justo de um ativo é a soma do valor presente dos fluxos de caixa gerados por esse ativo.

O uso desse conceito de mensuração, apesar das dificuldades na sua praticabilidade, é tido como de alta relevância para o mercado e, cada vez mais, tem se incorporado no rol das

práticas contábeis recomendadas. Essa afirmação é corroborada por Iudícibus e Martins, E. (2007, p. 16) que entendem a aplicação de valor justo como uma atitude espetacular, agressiva e, de certo modo, arriscada no que se refere à avaliação contábil.

O importante para o presente trabalho, no processo de reconhecimento e capitalização de ativos, é a dificuldade enfrentada pela contabilidade em manter nos livros das empresas esses ativos registrados pelo real valor de seus benefícios econômicos futuros, ou seja, o seu justo valor. Diante das diferentes abordagens apresentadas, o critério de mensuração é essencial na medição do benefício futuro dos ativos (STICKNEY e WEIL, 2001).

Dentro desse contexto, na busca de se evidenciar o efetivo valor justo (econômico) de um ativo, a contabilidade utiliza-se, dentre outras práticas, do *impairment*. O *impairment* é o instrumento utilizado para adequar o ativo à sua real capacidade de retorno econômico. Uma vez identificada perda de substância econômica do ativo, deve ser reconhecida contabilmente uma imparidade. Destaca-se, portanto, a estreita relação existente entre valor justo (*fair value*) e o teste de *impairment*, já que esse objetiva que aquele seja evidenciado.

Outros instrumentos disponíveis à contabilidade com o objetivo de evidenciar o valor justo de um ativo, mas que não são objetos de estudo deste trabalho, são, por exemplo, a correção monetária, a reavaliação e o próprio princípio de custo ou mercado, dos dois o menor.

Na correção monetária aplica-se um indexador ao valor líquido do ativo com o objetivo principal de restaurar o seu valor a preços constantes. Essa metodologia demonstra o valor do ativo acrescido do efeito da oscilação do poder aquisitivo da moeda. Já a reavaliação visa adequar o ativo ao seu valor justo por meio de laudos e de cotações que reflitam o valor de mercado dos bens que podem proporcionar o aumento ou diminuição do valor dos bens. Em alguns países, como nos Estados Unidos, e atualmente, no Brasil, com a Lei nº 11.638/2007, esse mecanismo é proibido (IUDICIBUS, MARTINS, E. e GELBECKE, 2007).

3.2 REDUÇÃO AO VALOR RECUPERÁVEL DE ATIVOS – *IMPAIRMENT*

Em sua tradução literal, *impairment* é uma palavra que significa deterioração, prejuízo, perda. De acordo com Martins, E. (2008, p. 1):

É importante dizer que a figura do *impairment*, em teoria contábil, é coisa de mais de dois séculos atrás. O ativo se não for capaz de ter o saldo contábil recuperado ou pela venda ou pelo uso, tem que ser baixado. É regra antiquíssima.

Levando em consideração o conceito de valor econômico, as empresas devem, independente de qualquer aspecto legal, avaliar, periodicamente, o grau de recuperabilidade de seus ativos.

A fundamentação teórica do *impairment* evidencia que, pelo menos na data do balanço, é necessário que a empresa verifique se os valores contábeis dos ativos são genuinamente recuperáveis. Nenhum ativo pode ficar registrado contabilmente por valor superior ao caixa que ele pode produzir ou pela venda ou pelo uso (ERNEST & YOUNG, 2006; MARTINS, E. e SANTOS, 2008).

O teste de recuperabilidade é um procedimento que, teoricamente, deve ser praticado em todos os ativos do balanço. Sua metodologia já era praticada de forma despercebida para alguns ativos, como Estoques, quando se mensurava seu valor pelo custo ou mercado, dos dois o menor, e para Contas a Receber, quando se reconhecia uma provisão para ajuste dos créditos a seu valor de realização ou a tradicional provisão para créditos de liquidação duvidosa, antiga provisão para devedores duvidosos (MARTINS, E. e SANTOS, 2008).

Vale ressaltar que os ajustes que podem vir a ser necessários após a aplicação do teste de recuperabilidade só podem ser feitos no sentido de diminuir o valor dos ativos. Independente de os testes mostrarem que o ativo vale mais do que o saldo contábil, os saldos continuarão como estão, não podendo sofrer qualquer tipo de acréscimo, por exemplo, como ocorria com a reavaliação (MARTINS, E. e SANTOS, 2008).

Do ponto de vista da avaliação do ativo, o *impairment* objetiva adequar o valor registrado pela contabilidade à capacidade de geração de benefícios futuros do ativo, ou seja, pratica-se a avaliação do ativo por meio do *fair value*.

Talvez, o aspecto negativo seja o fato de a prática do *impairment* implicar em desafios significativos na sua divulgação, pois atribui às demonstrações contábeis certo grau de subjetividade, uma vez que requer julgamentos e estimativas. Para se estimar o valor econômico e recuperável de determinado ativo (valor justo), as empresas utilizam previsões de desempenho com base, geralmente, em previsões de valores futuros, tendo em vista que buscam aferir o benefício econômico futuro (RIELD, 2004).

A seguir, serão apresentadas e discutidas as principais normas que regem o teste de *impairment* e sob as quais as empresas da amostra do presente trabalho estão submetidas.

3.2.1 Normas Norte-Americanas

A atual norma norte-americana relacionada ao teste de *impairment* de ativos é a SFAS nº 144 - *Accounting for the impairment or disposal of long-lived assets*, emitida em agosto de 2001. Antes de sua emissão, o teste de *impairment* era regulado pelas seguintes normas:

- SFAS nº 121 – *Accounting for the impairment of long-lived assets and for long-lived assets to be disposed of* (emitida em março de 1995) e
- APB Opinion nº 30 – *Reporting the results of operations-reporting the effects of disposal of a segment of a business, and extraordinary, unusual and infrequently occurring events and transactions* (emitida em junho de 1973).

Para Silva *et al* (2006, p. 2), a emissão da SFAS nº 144 teve por objetivo uniformizar as orientações do FASB sobre o assunto, já que, anteriormente, o tema era disciplinado pelas duas normas citadas acima.

Para Meeting e Luecke (2002, p. 49), a norma estabelece um modelo único de contabilização, baseado naquele estabelecido pela SFAS nº 121, mantendo as exigências de somente reconhecer e mensurar a perda de valor de ativos se o valor contábil do ativo não for mais recuperável por meio de seu fluxo de caixa não descontado. Essas informações são corroboradas por Reinstein e Lander (2004).

3.2.1.1 SFAS nº 144: *Accounting for the impairment or disposal of long-lived assets*

De acordo com a SFAS nº 144, *impairment* é uma condição que existe quando a quantia registrada de um ativo ou grupo de ativos for superior ao seu valor justo. Em outras palavras, uma perda por *impairment* deve ser reconhecida somente se o valor escriturado de um ativo (ou grupo de ativos) não puder ser recuperável e exceder o seu valor justo (*fair value*). O valor escriturado de um ativo, ou grupo de ativos, é considerado não recuperável se exceder a soma dos fluxos de caixa não descontados esperados, decorrentes do uso e eventual venda do ativo.

Nesse sentido, uma perda do valor recuperável é determinada pela comparação do valor contábil do ativo (ou grupo de ativos) com os fluxos de caixa futuros não descontados projetados para esse ativo. Em outras palavras, quando o primeiro for maior que o segundo deve ser reconhecida uma perda por *impairment*. A ilustração, a seguir, demonstra essa situação:

Ilustração 9 – Teste de *Impairment* – SFAS nº 144
Fonte – Santos *et al* (2003).

De acordo com a SFAS nº 144, os ativos ou grupos de ativos devem ser testados durante sua vida útil quando eventos ou mudanças nas circunstâncias indicam que a sua quantia escriturada pode não ser recuperável. A norma elenca as seguintes situações que podem indicar perda do valor de recuperação:

- Uma diminuição significativa no preço de mercado do ativo (ou grupo de ativos);
- Uma modificação adversa significativa na extensão ou no modo pelo qual o ativo (ou grupo de ativos) é utilizado ou uma modificação significativa em suas condições físicas;
- Uma modificação adversa significativa em fatores legais, regulamentações de órgãos de controle governamental ou no ambiente empresarial (mercado) que pudesse afetar o valor do ativo;
- Uma acumulação de custos significativamente superiores ao montante inicialmente previsto para a aquisição ou a construção do ativo (ou grupo de ativos);
- Uma perda operacional no período atual ou uma perda no fluxo de caixa, combinada com um histórico de perdas operacionais ou de fluxos de caixa ou uma projeção ou previsão que demonstre perdas continuadas associadas com o uso de um ativo (ou grupo de ativos) e
- Uma expectativa atual, em um nível de probabilidade maior que 50% de que um ativo (ou grupo de ativos) será vendido ou, se não for vendido, será baixado muito antes do término de sua vida útil previamente calculada.

As estimativas de fluxos de caixa futuros usadas para testar a recuperação dos ativos incluirão somente os fluxos de caixa líquidos, ou seja, as futuras entradas de dinheiro deduzidas das saídas de dinheiro diretamente associadas com o ativo, esperadas como o resultado direto do uso e da eventual baixa do ativo (ou grupo de ativos). Essas estimativas excluirão os juros pagos que devem ser reconhecidos como despesa quando incorrerem.

Outro ponto importante a ser discutido é a vida útil remanescente do ativo (ou grupo de ativos). Essa discussão é importante porque ao elaborar os fluxos de caixa futuros, a empresa utilizará estimativas da vida útil remanescente do ativo da empresa.

Essas orientações ganham complexidade quando é levada em consideração a existência de um grupo de ativos. A SFAS nº 144 define grupo de ativos como a menor unidade de agregação de bens que são capazes de produzir entradas e saídas de caixa independentes em relação a outros ativos (ou grupos de ativos) da empresa. Podem agregar somente alguns ativos, não constituindo uma “unidade de relatório”, ou podem até considerar a empresa como um todo.

Portanto, no momento de realizar o reconhecimento e a mensuração da perda por *impairment*, as empresas devem agrupar os ativos com outros ativos e obrigações até o menor nível para o qual forem identificados fluxos de caixa amplamente independentes de fluxos de caixa de outros ativos e passivos, formando, então, um grupo de ativos.

Nessa situação, a SFAS nº 144 define que o tempo de vida útil remanescente do grupo de ativos será baseado no tempo de vida útil remanescente do ativo primário do grupo. Ativo primário é aquele ativo que, sem ele, o grupo de ativos não conseguirá produzir fluxos de caixa futuros independentes, ou que seu valor contábil individual possua uma grande representatividade em relação ao total do grupo testado.

Por fim, o valor da perda por *impairment* é definido pela diferença entre o valor contábil e a soma dos fluxos de caixa descontados. Esse valor é registrado na demonstração do resultado do período relativo ao teste, contabilizado antes do imposto de renda. Os efeitos contábeis dessa perda produzem alterações nas contas dos respectivos ativos, evidenciando a adoção do novo valor contábil ajustado pela perda por *impairment* como a base para as futuras depreciações/amortizações, bem como para futuros testes de recuperação do valor contábil do ativo.

A SFAS nº 144 define que, uma vez reconhecida a perda por *impairment*, fica proibida sua reversão. O novo valor do ativo, depois de registrada a perda, passa a ser a sua nova base de custo. Essa nova base de custo será depreciada (amortizada) considerando o tempo de vida útil remanescente daquele ativo.

Essa orientação do FASB pode ser equiparada ao método *Fresh-start* usado em processos específicos de combinação de empresas, em que, segundo Godoy (2000, p. 113), as empresas são combinadas por novos valores de seus ativos. Assim, uma vez reconhecida a perda por *impairment*, o ativo passa a ter uma nova base de custo para depreciação. É como se passasse a existir um novo ativo (*fresh-start*), com uma nova vida.

Com relação à divulgação (*disclosure*), as seguintes informações devem constar em notas às demonstrações financeiras que incluem o período em que a perda por *impairment* é reconhecida:

- Descrição do ativo (ou grupo de ativos) que sofreu perda por *impairment*, assim como os fatos e as circunstâncias que justificam o prejuízo;
- O valor da perda por *impairment* e a conta na demonstração de resultado que inclui a perda, se essa não tiver sido apresentada em outro relatório;
- O método ou métodos utilizados para determinar valor justo (se baseado em um preço de cotação de mercado, preços para ativos semelhantes, ou outra técnica de estimação) e
- Caso o ativo (ou grupo de ativos) que sofreu a perda seja componente de um segmento operacional, a SFAS nº 144 indica que deverão ser respeitadas as orientações constantes na SFAS nº 131 – *Disclosures about segments of an enterprise and related information*.

A ilustração 10 sintetiza os passos necessários ao reconhecimento de uma perda por *impairment* de acordo com a SFAS nº 144.

Ilustração 10 – Passos Executados na Avaliação do *Impairment* – SFAS n° 144

Fonte – Elaborada pelo autor.

3.2.2 Normas Internacionais

A norma internacional emitida pelo IASB que orienta a aplicação do teste de *impairment* é a IAS n° 36 – *Impairment of Asset*. Essa é a primeira norma que veio abordar, exclusivamente, a redução do valor de um ativo por *impairment*. Ela substituiu as orientações sobre reconhecimento de *impairment* das normas que tratavam do assunto de forma superficial (RILEY, 2002). Eram elas:

- IAS nº 16 – *Property, Plant and Equipment*;
- IAS nº 22 – *Business Combinations*;
- IAS nº 28 – *Accounting for Investments in Associates e*
- IAS nº 31 – *Financial Reporting of Interests in Joint Ventures*.

A IAS nº 36 foi emitida em junho 1998. Da primeira emissão, alterações foram feitas em 1999, 2000 e janeiro de 2001. Posteriormente, foi alterada pelas seguintes normas:

- IAS nº 8 – *Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors* (revisão de dezembro de 2003);
- IAS nº 16 – *Property, Plant and Equipment* (revisão de dezembro de 2003);
- IAS nº 21 – *The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates* (revisão de dezembro de 2003) e
- IAS nº 39 – *Financial Instruments: Recognition and Measurement* (revisão de dezembro de 2003).

Diante de tantas alterações, em março de 2004, o IASB emitiu uma revisão da norma. Essa versão foi novamente alterada, posteriormente, pelos seguintes IFRS:

- IFRS nº 5 – *Non-current Assets Held for Sale and Discontinued Operations* (emitida em março de 2004);
- IFRS nº 8 – *Operating Segments* (emitida em novembro 2006);
- IAS nº 1 – *Presentation of Financial Statements* (revisão de setembro de 2007);
- IFRS nº 3 – *Business Combinations* (revisão de janeiro de 2008);
- *Cost of an Investment in a Subsidiary, Jointly Controlled Entity or Associate* (alterações à IFRS nº 1 e IAS nº 27) (emitida em maio de 2008) e
- *Improvements to IFRSs* (emitida em maio de 2008).

Atualmente, a última versão inclui as alterações resultantes dos IFRSs emitidos até 3 de julho de 2008 e é suplementada pelas seguintes interpretações:

- SIC nº 32 – *Intangible Assets—Web Site Costs* (emitida em março de 2002);

- IFRIC nº 1 – *Changes in Existing Decommissioning, Restoration and Similar Liabilities* (emitida em maio de 2004);
- IFRIC nº 10 – *Interim Financial Reporting and Impairment* (emitida em julho de 2006) e
- IFRIC nº 12 – *Service Concession Arrangements* (emitida em novembro de 2006).

De acordo com Ernest & Young e FIPECAFI (2009), a adoção da IAS nº 36 é essencial no âmbito da estratégia do IASB de migrar a contabilidade com base no custo histórico para uma contabilidade com base em prováveis benefícios econômicos futuros (ativos) ou nos valores de sacrifícios econômicos futuros prováveis (passivos).

Além da IAS nº 36, a IFRS nº 6 – *Exploration for and Evaluation of Mineral Resources* foi emitida para viabilizar a inclusão das empresas exploradoras de recursos minerais, dentre elas as empresas petrolíferas, nas regras contábeis internacionais quando da adoção das normas do IASB. Essa norma cita a realização do *impairment* nos ativos dessas empresas. Portanto, a seguir, serão apresentadas as orientações da IAS nº 36 e da IFRS nº 6.

3.2.2.1 IAS nº 36 – *Impairment of Assets*

Na IAS nº 36, o teste de *impairment* objetiva definir procedimentos visando assegurar que os ativos não estejam registrados contabilmente por um valor superior àquele passível de ser recuperado por uso ou por venda. Caso existam evidências claras de que ativos estejam avaliados por valor não recuperável no futuro, a entidade deverá imediatamente reconhecer a desvalorização por meio da constituição de provisão para perdas (ERNEST & YOUNG e FIPECAFI, 2009).

Portanto, é importante citar as definições desse pronunciamento quanto aos termos “valor recuperável”, “valor em uso” e “valor líquido de venda”. O valor recuperável de um ativo ou de uma unidade geradora de caixa é o maior valor entre o valor líquido de venda e o seu valor em uso. Valor líquido de venda é o valor a ser obtido pela venda de um ativo ou de uma unidade geradora de caixa menos as despesas estimadas de venda. Valor em uso é o valor presente de fluxos de caixa futuros estimados, que devem resultar do uso de um ativo ou de uma unidade geradora de caixa (ERNEST & YOUNG e FIPECAFI, 2009).

Nem sempre é necessário determinar o valor líquido de venda de um ativo e seu valor em uso. Se quaisquer desses valores excederem o valor contábil do ativo, esse não tem desvalorização e, portanto, não é necessário estimar o outro valor.

A ilustração 11 sintetiza a comparação necessária para o reconhecimento de uma perda por *impairment* de acordo com a IAS nº 36.

Ilustração 11 – Comparação para o Reconhecimento de *Impairment* – IAS nº 36

Fonte – Ernest & Young e FIPECAFI, 2009

As orientações da IAS nº 36 abrangem a contabilização de *impairment* para quase todos os tipos de ativos, incluindo ativos fixos, ativos intangíveis e *goodwill*. No entanto, não se aplica a alguns ativos para os quais existem normas específicas que orientam o seu reconhecimento e a sua mensuração. O quadro 5 apresenta esses ativos não abordados pela IAS nº 36 e suas respectivas normas.

Impairment de Ativos	
Ativo	Norma
Inventários	IAS 2 - <i>Inventories</i>
Ativos provenientes de contratos construção	IAS 11 - <i>Construction Contracts</i>
Impostos diferidos	IAS 12 - <i>Income Taxes</i>
Ativos provenientes de benefícios a empregados	IAS 19 - <i>Employee Benefits</i>
Ativos financeiros	IAS 39 - <i>Financial Instruments: Recognition and Measurement</i>
Propriedades avaliadas pelo <i>fair value</i>	IAS 40 - <i>Investment Property</i>
Ativos biológicos relacionados com a atividade agrícola mensurados pelo <i>fair value</i>	IAS 41 - <i>Agriculture</i>
Ativos não correntes classificados como detidos para venda	IFRS 5 - <i>Non-current Assets Held for Sale and Discontinued Operations</i>

Quadro 5 – Ativos a quais não se Aplicam a IAS nº 36 e Respectivas Normas

Fonte – Elaborado pelo autor

A entidade deve avaliar ao final de cada período, se existe qualquer indicação de que o ativo tenha perdido substância econômica. Se qualquer indicação existir, deve-se estimar a quantia recuperável do ativo. Como indicadores de desvalorização de seus ativos, a norma apresenta exaustiva lista de fontes de informações, classificadas em fontes externas e internas.

As principais informações externas que devem ser observadas são: (i) se o valor de mercado de um ativo diminuiu mais do que o esperado, em função do tempo e de sua utilização; (ii) se ocorreram mudanças significativas no ambiente tecnológico, de mercado, econômico ou legal, de forma a afetar os ativos da entidade; (iii) se os juros aumentaram a ponto de afetar a taxa de desconto utilizada no cálculo do valor do ativo em uso (fluxo de caixa) e (iv) se o valor contábil líquido dos ativos é maior do que seu valor de mercado capitalizado.

Já as informações internas são: (i) evidências que comprovem que o ativo está obsoleto ou danificado; (ii) mudanças significativas quanto ao modo de uso do ativo, incluindo a sua descontinuidade e (iii) a indicação de queda superior ao esperado do desempenho econômico de um ativo, evidenciado em relatório interno.

Independente dessas indicações, a norma prescreve que a entidade deve testar anualmente a perda de substância econômica para ativos intangíveis com vida útil indefinida e para o *goodwill* adquirido em uma concentração de negócios.

Identificadas e avaliadas essas fontes de informações, a entidade deve estimar o valor recuperável do ativo. Para determinar os princípios que devem orientar a mensuração da quantia recuperável, o IASB considerou o que uma entidade faria ao descobrir evidências de que o ativo pode ter perdido substância econômica, ou seja, sofrido *impairment*. Concluiu-se que, em tais casos, ou a entidade poderá manter o ativo e usá-lo ou poderá vendê-lo. Com base nessas conclusões é que o valor recuperável de um ativo ou é o valor em uso do ativo ou o valor líquido de venda, dos dois o maior (*Bases for Conclusions of IAS n° 36*).

Nos casos em que a decisão tomada for a de manter o bem, a determinação do valor em uso é feita mediante a previsão dos benefícios econômicos futuros gerados, medidos por meio de projeções de fluxos de caixa futuros trazidos a valor presente por uma taxa de desconto adequada. Essa taxa de desconto deverá refletir o valor do dinheiro no tempo e os riscos específicos associados ao ativo para o qual o fluxo de caixa futuro foi estimado.

Diante da discussão de se calcular o valor em uso por intermédio dos fluxos de caixa descontados ou não descontados, o IASB optou pelo primeiro por entender que o dinheiro e, conseqüentemente, os fluxos futuros de caixa, têm valor no tempo, mesmo quando há histórico de economia com preços estáveis. No mais, as metodologias de mensuração que levam em consideração o valor do dinheiro no tempo são relevantes para os investidores e para outros usuários externos das demonstrações financeiras (*Bases for Conclusions of IAS n° 36*).

Outro argumento apresentado pelo órgão é o de que muitas entidades já estão familiarizadas com a utilização de técnicas de desconto (*Bases for Conclusions of IAS 36*). No entanto, essa afirmação pode ser aceita em outros países que não o Brasil, uma vez que a adoção das normas internacionais é algo recente e ainda cercado de grandes dúvidas.

Nos casos em que a decisão tomada for a de vender o ativo, a norma sugere, em sua tradução literal, que a melhor evidência do valor líquido de venda é o preço de um contrato de venda do ativo, em uma transação “do comprimento de um braço”, ajustada por despesas incrementais diretamente atribuíveis ao bem para que ele possa ser vendido. Essa tradução literal nos remete à definição de *fair value*, mas não rende a ideia por trás da definição, em inglês.

Para Iudícibus e Martins, E. (2007, p. 11), talvez se pudesse traduzir a melhor evidência do valor líquido de venda como sendo o preço de um contrato de venda do item, em uma transação entre participantes dispostos e conhecedores do assunto, numa transação sem favorecimento, ajustado por despesas incrementais diretamente atribuíveis ao bem para que ele possa ser vendido.

Se não houver acordo de venda (contrato), mas o bem for negociado em um mercado ativo, o valor líquido de venda é o preço de mercado do ativo menos as despesas incrementais diretamente atribuíveis a ele para que possa ser vendido. Ainda mais, se não houver acordo de venda (contrato) e nem mercado ativo de determinado item, a norma orienta a entidade a considerar informações de transações recentes de ativos semelhantes. Essas orientações podem ser entendidas à luz do conceito de *fair value*.

Ao se determinarem duas possibilidades para a mensuração do valor recuperável (valor em uso ou valor líquido de venda), o IASB abre uma lacuna de críticas e discussões. Há aqueles (profissionais, pesquisadores, órgãos representativos etc.) que criticam a possibilidade de duas metodologias para se calcular um único valor. De um lado, figuram os que defendem a metodologia do valor em uso como sendo a única forma eficiente para se determinar o valor recuperável de um ativo, de outro, há aqueles que advogam a favor da utilização do valor líquido de venda. Ao permitir as duas possibilidades, a norma pressupõe uma decisão racional por parte da empresa: usar ou vender o ativo, o que recuperar o maior valor, e esse deve ser considerado o valor recuperável.

Em condições gerais, a norma orienta que o valor recuperável deve ser calculado para um ativo individual. No entanto, se não for possível estimar o valor recuperável de um ativo individualizado, pelo fato de os fluxos de caixa gerados por ele serem dependentes dos fluxos

gerados por outros ativos, deve ser determinado o valor recuperável para a unidade geradora de caixa (UGC).

A IAS nº 36 define UGC como o menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa, que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou de grupos de ativos.

Para as empresas do segmento de óleo e gás e, portanto, para os ativos de E&P, a definição de unidade geradora de caixa é regulada pela IFRS nº 6 – *Exploration for and Evaluation of Mineral Resources*. Nessa norma, cada unidade geradora de caixa ou grupo de unidades a que um ativo de exploração e produção seja imputado não deve ser maior do que um segmento de negócio, determinado de acordo com a IFRS nº 8 - *Operating Segments*. Em outras palavras, um segmento de negócio pode ser definido como uma unidade geradora de caixa, como, por exemplo, o segmento de E&P.

Para a IFRS nº 8, um segmento de negócio é um componente distinguível de uma entidade (i) que desenvolve atividades de negócios das quais receitas são obtidas e despesas incorridas (incluindo receitas e despesas relacionadas a transações com outros segmentos da mesma entidade); (ii) cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal responsável pela tomada de decisões operacionais da entidade para efeitos de imputação de recursos ao segmento e da avaliação do seu desempenho e (iii) sobre o qual esteja disponível informação financeira diferenciada.

Mensurado o valor recuperável de um ativo (ou da UGC), se esse for menor do que seu valor contábil, ele deve ser reduzido ao seu valor recuperável. Essa redução representa uma perda por desvalorização do ativo e, portanto, há *impairment*. A perda por desvalorização do ativo deve ser reconhecida imediatamente no resultado do período.

Nessa fase surge outra discussão: a classificação da perda no resultado do exercício. A IAS nº 36 é omissa com relação à classificação da despesa com perda do valor recuperável no resultado do exercício em operacional ou não operacional. A Norma Internacional sugere que a classificação seja baseada na natureza da despesa e sua função na companhia, prevalecendo aquela que forneça informações mais confiáveis e relevantes. Esse conceito está descrito no parágrafo 88 da IAS nº 1 - *Presentation of Financial Statements*.

Adicionalmente, considerando a forma de apresentação na demonstração do resultado prevista na IAS nº 1 comentado acima e a ausência de itens ou resultados extraordinários nas práticas internacionais, as perdas de valor recuperável de ativos devem ser incluídas no resultado operacional na demonstração do resultado do exercício (ERNEST & YOUNG e FIPECAFI, 2009).

Caso o valor de registro seja inferior ao de sua recuperação, não há *impairment*, ou seja, nenhum registro deverá ser feito, uma vez que os benefícios advindos da utilização do ativo são superiores aos registrados pela entidade.

No caso de identificação de uma UGC, o valor da perda deve ser alocado, primeiramente, para reduzir a quantia registrada de qualquer *goodwill* atribuído a ela, para depois ser alocada aos outros ativos constituintes da UGC em uma base *pro rata*, com base nas quantias registradas de cada ativo. Se não for possível estimar o valor registrado de cada ativo da unidade, a norma sugere uma alocação arbitrária da perda por *impairment* para cada ativo da unidade.

Outro ponto importante a ser citado é a possibilidade de reversão de uma perda por desvalorização. Essa reversão reflete um aumento, desde a data em que a entidade reconheceu pela última vez uma desvalorização, no potencial de serviço estimado para um ativo, tanto para uso quanto para venda.

A entidade deve avaliar em cada data de relatório se há alguma indicação de que uma perda por desvalorização, reconhecida em períodos anteriores para um ativo, possa não existir mais ou ter diminuído. Se existir alguma indicação, a entidade deve estimar novo valor recuperável desse ativo. Essa mudança no valor recuperável de um ativo ocorre devido a mudanças nas estimativas do potencial de serviço.

No caso da reversão, a norma também elenca fatos que podem ocorrer e serem indicativos de uma necessidade de reversão. Também os chama de “fontes de informações” e divide-os em fontes externas e internas à entidade.

Como fontes de informação externas à entidade, citam-se: (a) se o valor de mercado do ativo aumentou significativamente durante o período; (b) se ocorreram ou irão ocorrer alterações significativas no ambiente econômico, jurídico e tecnológico em que a empresa opera de forma que tragam efeitos favoráveis a ela e (c) se as taxas de juros do mercado diminuirão significativamente durante o período, a ponto de serem capazes de alterar a taxa de desconto usada no cálculo do valor em uso do ativo.

Como fontes internas, citam-se: (a) se houve alterações significativas na forma como o ativo é utilizado e essa mudança gerou efeitos favoráveis à entidade e (b) se existirem relatórios internos que indiquem melhora no desempenho econômico do bem.

Esse aumento no valor contábil de um ativo, atribuível à reversão de perda por desvalorização, não deve exceder o valor contábil que teria sido determinado, líquido de depreciação, amortização ou exaustão, caso nenhuma desvalorização tivesse sido reconhecida em anos anteriores. Qualquer aumento no valor contábil de um ativo, acima do seu valor

contábil, é considerado uma reavaliação. A reversão de perdas por imparidade deve ser reconhecida no resultado imediatamente, a não ser que o ativo esteja escriturado por valor reavaliado.

Alguns argumentos contradizem a orientação dada pelo IASB. A prática de reverter perdas por *impairment* pode ser entendida como contrária à contabilidade a custos históricos. Quando o valor contábil é reduzido, o ativo passa a ter nova base de custo para efeitos de depreciação.

Outra possível conclusão é de que a reversão de uma perda não é diferente de uma reavaliação. Por esse motivo, reversões de perdas por *impairment* devem ser reconhecidas diretamente no resultado, sendo proibido seu reconhecimento no patrimônio líquido.

No entanto, o IASB entende que a permissão da prática de reversão da perda está em consonância com a definição de ativo e assegura atingir o real objetivo do teste de *impairment*, que é o de evidenciar o valor econômico do ativo (*Bases for Conclusions of IAS n° 36*). Nesse sentido, mudando os parâmetros, o ambiente e as previsões, o valor econômico de um ativo também pode mudar e a reversão é a ferramenta para se ajustar o valor do ativo a esses acontecimentos.

Com base nas operações realizadas relacionadas à perda de *impairment*, as principais informações que a entidade deve divulgar, para cada classe de ativos, são:

- O valor das perdas e das reversões, reconhecidas no resultado do período, e a linha na demonstração em que elas foram incluídas;
- Os acontecimentos e circunstâncias que levaram ao reconhecimento ou reversão da perda;
- Uma descrição da unidade geradora de caixa (se for o caso) e
- A metodologia de avaliação utilizada para se determinar o valor recuperável do ativo ou de uma UGC: valor líquido de venda ou valor em uso.

Diante das orientações apresentadas, a Ernest & Young e FIPECAFI (2009) resumem os passos que devem ser executados na avaliação do valor recuperável do ativo: (i) identificação do menor nível de geração de caixa; (ii) identificação das indicações de perda do valor de recuperação; (iii) determinação da metodologia para avaliação; (iv) definição das premissas a serem utilizadas no cálculo do valor de recuperação; (v) reconhecimento contábil

da perda; (vi) reversão da provisão para perdas e (vii) divulgação nas demonstrações financeiras. A ilustração 12 demonstra esses passos.

Ilustração 12 – Passos Executados na Avaliação do *Impairment* - IAS nº 36

Fonte – Adaptada pelo autor a partir de Ernest & Young e FIPECAFI (2009)

3.2.2.2 IFRS nº 6 - *Exploration for and Evaluation of Mineral Resources*

A primeira versão da IFRS nº 6 foi emitida em dezembro de 2004. Atualmente, inclui as alterações resultantes de IFRSs emitidos até 3 de julho de 2008. As seguintes IFRSs alteraram a norma desde sua primeira versão:

- Alterações à IFRS nº 1: *First-time Adoption of International Financial Reporting* (emitida em junho de 2005);
- IFRS nº 8: *Operating Segments* (emitida em novembro 2006) e
- IAS nº 1: *Presentation of Financial Statements* (revisada em setembro de 2007).

Até a emissão dessa IFRS, não havia no rol das normas contábeis internacionais orientações exclusivas para o tratamento da avaliação e exploração de recursos minerais. Diante dessa lacuna, a IFRS nº 6 objetiva apresentar as regras contábeis para essas atividades.

Ponto importante a ser evidenciado é a exigência do IASB de que, para a aplicação da referida norma, a entidade deve ter, obrigatoriamente, os direitos legais de explorar determinada área e ter demonstrado viabilidade técnica comercial de extração de determinado mineral, ou seja, a reserva deve ser provada.

Com relação à avaliação da perda do valor de recuperação, a norma tem tratamento específico. Ela suplementa as evidências enumeradas pela IAS nº 36 e lista os seguintes fatos que indicam a necessidade da realização do teste de *impairment*:

- (a) Término do direito de explorar determinada área ou previsão de término num futuro próximo, sem previsão de renovação;
- (b) Despesas com atividades de exploração de recursos minerais acima dos valores orçados e planejados;
- (c) Existência de dados suficientes para indicar que, embora o desenvolvimento de determinada área de exploração possa ocorrer, é improvável que se recupere a quantia investida, ou por uso ou venda dos ativos.

Quanto à divulgação, a norma prescreve que determinada entidade deve divulgar informações que identifiquem e expliquem os valores reconhecidos em suas demonstrações financeiras resultantes da exploração de recursos minerais. A entidade deve tratar os ativos

oriundos da atividade de exploração como uma classe separada de ativos e de acordo com as exigências da IFRS nº 8 e da IAS nº 38.

3.2.3 Normas Brasileiras

No Brasil, a norma contábil que mencionava o tratamento do teste de recuperabilidade dos valores dos ativos era a Norma e Procedimentos de Contabilidade nº 7 (NPC 7) – Ativo Imobilizado, emitida pelo Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – IBRACON.

De forma geral, a NPC 7, em seu parágrafo 11, definia, de forma confusa, valor recuperável como:

[...] o valor das depreciações de um bem ou grupo de bens do ativo imobilizado que, levado ao custo dos produtos manufaturados ou dos serviços prestados, mediante a utilização desse bem ou grupo de bens, e sendo tais produtos ou serviços objeto da exploração da empresa, serão recuperados mediante a comercialização desses produtos ou serviços, em condições normais de operação e levando em conta razoáveis expectativas futuras, sem causar prejuízos.

Diante dessa definição, a norma orientava, ainda, que o valor contábil de um ativo imobilizado ou de um grupo de bens idênticos do ativo imobilizado deveria ser revisado periodicamente a fim de avaliar se o valor recuperável declinou para um nível abaixo do valor contábil.

Quando ocorresse esse declínio, o valor contábil deveria ser reduzido para o valor recuperável, sendo reconhecido imediatamente como despesa não operacional o montante da redução. Caso o ativo tivesse sido objeto de reavaliação, a perda deveria ser primeiramente deduzida da reserva de reavaliação.

Como indicações da possível perda, a norma apontava as situações a seguir: se a capacidade de uso de um item ou grupo de itens idênticos diminuíssem, por exemplo, devido a danos ou obsolescência tecnológica ou outros fatores econômicos ou se um bem do ativo imobilizado ficar ocioso durante um longo período, seja antes de entrar em operação ou durante a sua vida útil econômica.

No entanto, apesar de já prever a necessidade de avaliação e teste de recuperabilidade dos ativos em bases periódicas, nas Normas Brasileiras de Contabilidade não havia detalhamento e normatização indicando ou esclarecendo como essa análise deveria ser

efetuada e qual sua extensão em relação aos ativos de uma companhia (ERNEST & YOUNG e FIPECAFI, 2009).

Assim, o CPC 01: Redução no Valor Recuperável de Ativos foi o primeiro pronunciamento elaborado e aprovado pelo CPC, sendo, atualmente, a norma reconhecida pelos órgãos normatizadores da contabilidade brasileira que orienta o teste de recuperabilidade dos ativos (*impairment*). Seu objetivo principal é uniformizar as orientações contábeis sobre o tema e, sobretudo, dar início ao processo de convergência das regras brasileiras para as normas internacionais.

A norma foi colocada em audiência pública em 1º de dezembro de 2006 e aprovada pelo CPC em 14 de setembro de 2007; pela CVM por meio da Deliberação CVM nº 527 em 1º de novembro de 2007; pelo CFC por meio da Resolução CFC nº 1.110/07, de 29 de novembro de 2007; pela CMN (Conselho Monetário Nacional) por meio da Resolução nº 3.566 de 29 de maio de 2008; pela SUSEP por meio da Circular SUSEP nº 379 de 19 de dezembro de 2008 e pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) por meio do Despacho nº 4.796 de 24 de dezembro de 2008 (CPC, 2007).

Seu conteúdo foi elaborado a partir da tradução da IAS nº 36 – *Impairment of Assets*, emitido pelo *International Accounting Standards Board* (IASB). Desse modo, os conceitos utilizados no CPC 01 são semelhantes aos da IAS nº 36, sendo importante evidenciar as diferenças existentes entre as normas (internacional e brasileira).

3.2.3.1 CPC 01: Redução no Valor Recuperável de Ativos

A norma contábil internacional e a norma contábil brasileira são similares em sua essência no que se refere aos ativos alvos do teste de recuperabilidade, pois, embora não sejam textualmente iguais, o alcance na norma internacional é similar à norma brasileira.

O CPC 01, assim como a IAS nº 36, orienta que o teste de recuperabilidade deve ser aplicado quando houver indícios de que o valor recuperável do ativo ou da unidade geradora de caixa está abaixo do seu valor registrado contabilmente. As fontes de informações internas e externas citadas são as mesmas descritas na IAS nº 36.

Quanto à mensuração do valor recuperável do ativo ou da unidade geradora de caixa, a norma adota critérios também em conformidade com as normas internacionais, ou seja, o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda.

O tratamento contábil da perda de acordo com o CPC 01 consiste no registro de uma provisão para perda no ativo em contrapartida a uma perda no resultado. A norma não especifica, entretanto, em que linha da demonstração do resultado se deve registrar a perda, se operacional ou não operacional. Essa lacuna, igualmente, existe na norma internacional.

Com relação à classificação, para o Brasil, país marcado por práticas impositivas da legislação fiscal, vale destacar que a perda por redução ao valor recuperável de ativos deverá ser considerada como uma provisão não dedutível para fins de apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro.

Para o caso em que o ativo desvalorizado tiver sido objeto de reavaliação, a contrapartida da provisão de perda será uma dedução do valor da reserva de reavaliação no patrimônio líquido até o montante da reserva constituída pela reavaliação do ativo.

O CPC 01 também prevê e permite a reversão da perda por *impairment* para o caso em que haja mudanças significativas nas premissas que originaram o reconhecimento da perda. O tratamento contábil consiste em reverter os registros contábeis da perda por *impairment*, ou seja, o débito do valor revertido no ativo em contrapartida a um crédito no resultado ou na reserva de reavaliação.

Com relação à divulgação, a norma contábil brasileira não prevê divulgações específicas acerca de diferentes segmentos de negócio de uma entidade ou conglomerado. A norma contábil internacional, por meio da IFRS nº 8 – *Operating Segments*, define uma série de divulgações requeridas para entidades com mais de um segmento de negócios e segmentos geográficos.

De forma geral, a recente norma brasileira é semelhante à norma internacional e atende ao objetivo de convergência de normas. No entanto, vale ressaltar que a norma menciona conceitos não habituais para a contabilidade brasileira: *fair value*, contabilização de ativos intangíveis etc. Portanto, obstáculos para a sua implementação e impactos significativos nas demonstrações financeiras das empresas brasileiras deverão ocorrer.

Como exemplo, segue trecho do relatório anual da administração da CESP – Companhia Energética de São Paulo (2008, p. 18):

Em especial, a aplicação do CPC 01 – Redução ao Valor Recuperável de Ativos provocou impacto significativo sobre o valor do Ativo Imobilizado cujos reflexos foram lançados para resultado, de acordo com as recomendações constantes daquele pronunciamento. [...] Neste exercício, o resultado foi impactado negativamente pelo reconhecimento de provisão para redução ao valor recuperável de ativo imobilizado, de acordo com os cálculos realizados conforme pronunciamento contábil CPC – 01, no valor de R\$ 2.467 milhões

3.2.3.2 CPC 34: *Exploração e Avaliação de Recursos Minerais*

O CPC e a CVM disponibilizaram à Audiência Pública Conjunta a Minuta do Pronunciamento Técnico CPC 34 - Exploração e Avaliação de Recursos Minerais, que está referenciada à *norma Exploration for and Evaluation of Mineral Resources – IFRS 6*, emitida pelo IASB. Foram aceitas sugestões até 15 de julho de 2009.

O CPC 34 tem, por objetivo específico, o tratamento das informações contábeis relacionadas com a exploração e avaliação de recursos minerais, realizadas a partir da aquisição do direito legal de exploração até a constatação da viabilidade técnica e comercial do empreendimento, em cada área específica de exploração.

Especificamente, o pronunciamento exige a utilização do valor recuperável dos ativos destinados a atividades de exploração e avaliação de recursos minerais, contabilizando qualquer perda verificada de acordo com o CPC 01.

Os ativos de exploração e avaliação serão avaliados pelo seu valor recuperável quando fatos e circunstâncias sugerirem que o total contabilizado estiver excedendo o montante passível de recuperação. Nessas situações, a entidade mensurará e divulgará qualquer resultado da perda por irrecuperabilidade de acordo com o CPC 01.

A norma adiciona ao CPC 01 fatos ou circunstâncias que podem indicar que a entidade deverá testar a capacidade de recuperação dos ativos de exploração e avaliação:

- (a) o período para o qual a entidade tem o direito de explorar uma área específica encerrou-se durante o exercício ou expirará em futuro próximo e não se espera uma renovação;
- (b) gastos substanciais futuros para a exploração e a avaliação dos recursos minerais, em área específica, não estão incluídos no orçamento ou no planejamento;
- (c) a exploração e a avaliação de recursos minerais de área específica não conduziram à descoberta de quantidades de recursos minerais viáveis comercialmente e a entidade decidiu descontinuar tais atividades na área em questão;
- (d) existem dados suficientes que indicam que, embora o desenvolvimento de uma área específica seja provável, a recuperação do montante total dos ativos de exploração e avaliação é improvável, mesmo no caso de um desenvolvimento bem-sucedido ou da venda.

Identificando qualquer caso acima, a entidade deverá testar a recuperabilidade de acordo com o CPC 01. Qualquer perda apurada será reconhecida como despesa do período.

A entidade deve determinar, ainda, a política contábil para a alocação dos ativos de exploração e avaliação às unidades geradoras de caixa ou grupos de unidades geradoras de caixa, visando determinar a capacidade de recuperação dos referidos ativos. As unidades geradoras de caixa ou grupos de unidades mencionadas não podem ser iguais ou maiores que um segmento operacional, conforme o CPC 22 – Informação por Segmentos.

De forma geral, o CPC 34 é semelhante à IFRS nº 6 e não insere mudanças significativas em relação à norma internacional. Para o presente trabalho é importante citar que, assim como a IFRS nº 6, o CPC 34 foi emitido para viabilizar a inclusão das empresas exploradoras de recursos minerais, dentre elas as empresas petrolíferas, nas regras contábeis brasileiras.

3.2.4 Comparações entre as normas (SFAS nº 144 x IAS nº 36)

Esse capítulo evidenciou uma prática antiga na teoria contábil, mas relativamente nova no Brasil: o teste de recuperabilidade dos valores registrados dos ativos. Esse teste promove a comparação entre o valor recuperável de um ativo com o seu valor contábil e demonstra, na sua essência, que os ativos perdem valor de outras maneiras que não só por sua depreciação, calculada, teoricamente, com base na estimativa de tempo de vida útil do ativo.

Tanto o FASB quanto o IASB (consequentemente o CPC) normatizaram o reconhecimento da perda por *impairment*. A necessidade da realização do teste está relacionada com a existência de uma possível perda no valor recuperável do ativo. Nesse ponto, o FASB, o IASB e o CPC apresentam significativa semelhança.

Os órgãos estabelecem que somente será necessária a realização do teste, se os ativos apresentarem evidências de perdas. Apesar de o FASB não relatar literalmente dessa forma, as evidências, para os três órgãos, consideram tanto circunstâncias de caráter interno (por exemplo, uma modificação significativa nas condições físicas do ativo), como circunstâncias de caráter externo à empresa (diminuição significativa no preço de mercado).

Como ativos alvos da perda, as normas apresentam abrangências distintas. As normas internacional e brasileira são extensivas a ativos intangíveis e ao *goodwill*, sendo que, para esse último item, o FASB o trata em uma norma específica (SFAS nº 142). No entanto, para o

presente trabalho, as normas são convergentes quanto à sua aplicabilidade aos ativos de E&P de empresas integradas que seguem o método da capitalização pelos esforços bem-sucedidos.

Para o FASB, o teste pode ser realizado para ativo individual, ou para um agrupamento de ativos. As normas norte-americanas determinam o agrupamento à menor unidade de agregação de bens que sejam capazes de produzir entradas e saídas de caixa independentes em relação a outros ativos (ou grupos de ativos) da empresa. Podem agregar somente alguns ativos, constituindo uma “unidade de relatório” ou podem até considerar a empresa como um todo.

Similarmente, nas normas internacionais e brasileira fica estabelecido o agrupamento em Unidades Geradoras de Caixa, que é o menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa, que são, em grande parte, independentes das entradas de caixa de outros ativos ou de grupos de ativos.

Nessas definições, não há diferenças significativas, uma vez que, apesar de atribuírem nomes diferentes, as normas levam em consideração a possibilidade de ativos não gerarem caixa de forma independente, sendo economicamente dependentes de outro ativo ou ativos. Atribuir perdas de *impairment* específicas a esses ativos seria inviável, já que não se consegue mensurar seus fluxos de caixa futuros individualmente. Daí, surge o conceito de Unidade de Agregação de Bens (SFAS nº 144) ou Unidade Geradora de Caixa (IAS nº 36 e CPC 01).

O reconhecimento do *impairment* pode variar de acordo com a norma utilizada, principalmente em decorrência das metodologias de mensuração do valor recuperável dos ativos.

Pela IAS nº 36 e pelo CPC 01, quando indicações de perda no valor recuperável são identificadas, a companhia deve efetuar o cálculo do valor presente dos fluxos de caixa de um ativo destinado ao uso. Pela SFAS nº 144, a primeira avaliação, após terem sido identificadas indicações, deve ser feita considerando fluxos de caixa futuros não descontados e, caso esses não excedam o valor contábil líquido do ativo em teste, devem ser calculados os fluxos de caixa futuros descontados.

Depreende-se que a SFAS nº 144 é muito mais conservadora do que as regras da IAS nº 36 e CPC 01, sendo muito mais provável a ocorrência do *impairment* segundo as normas do IASB e do CPC do que segundo as normas do FASB. Assim, uma perda por *impairment* pode ser reconhecida de acordo com a IAS nº 36 (CPC 01) antes de ser reconhecida pelas regras da SFAS nº 144.

Quanto à reavaliação, tanto na IAS nº 36 quanto no CPC 01, a perda será reconhecida no resultado ou como redutora da conta de Reservas de Reavaliação do Patrimônio Líquido,

se o ativo que sofreu o *impairment* tiver sido objeto de reavaliação. Nessa situação, a perda deverá ser reconhecida até o limite do valor reavaliado e caso o valor seja superior à diferença, essa deverá ser registrada no resultado.

Contudo, em se tratando da SFAS nº 144, o reconhecimento contábil da perda compõe o resultado operacional, não havendo menção em relação à reavaliação, tendo em vista que essa prática não é permitida pelo FASB. Segundo esse pronunciamento, a perda por *impairment* é de natureza permanente, portanto não é permitida sua reversão em exercícios posteriores.

O FASB considera que o novo valor contábil apurado após o reconhecimento de uma perda por *impairment* é sua nova base de custo. Em decorrência disso, não é permitida a reversão de uma perda por *impairment*, apurada em períodos anteriores. Essa orientação pode ser equiparada ao método *Fresh-start* usado em processos específicos de combinação de empresas, em que, segundo Godoy (2000, p. 113), as empresas são combinadas por novos valores de seus ativos. Assim, uma vez reconhecida a perda por *impairment* é como se passasse a existir uma nova vida para o ativo (*Fresh-start*).

Já o IASB e o CPC permitem a reversão da perda por *impairment* caso ocorra mudança nas premissas que geraram tal perda. O valor de recuperação deve recompor o ativo até o limite de seu valor original, essa reversão não se confunde com o instrumento da reavaliação de bens, atualmente proibida no Brasil.

A argumentação dos defensores dessa técnica está no fato de que a permissão da prática de reversão da perda está em consonância com a definição de ativo e assegura atingir o real objetivo do teste de *impairment*, que é o de evidenciar o valor econômico do ativo. Como já afirmado, mudando os parâmetros, o ambiente e as previsões, o valor econômico de um ativo também pode mudar, e a reversão é a ferramenta para se ajustar o valor do ativo a esses acontecimentos.

Quanto às exigências de divulgação as normas são semelhantes. De forma geral exigem que se divulgue:

- Descrição do ativo (ou do grupo de ativos) que sofreu perda por *impairment*;
- Os fatos e as circunstâncias que justificam o prejuízo;
- O valor da perda por *impairment* e a conta na demonstração de resultado que inclui a perda, se esta não tiver sido apresentada em outro relatório;

- O método ou métodos utilizados para determinar o valor recuperável (se baseado em um preço de cotação de mercado, preços para ativos semelhantes ou outra técnica de estimação) e
- Caso o ativo (ou grupo de ativos) que sofreu a perda é componente de um segmento operacional, a SFAS nº 144 indica que deverão ser respeitadas as orientações constantes da SFAS nº 131 – *Disclosures about segments of an enterprise and related information*, já a IAS nº 36 orienta que seja seguida a IFRS nº 8: *Operating Segments*.

Sobre esse último item, divulgação por segmento, não há orientação explícita na norma brasileira para divulgações específicas acerca de diferentes segmentos de negócio de uma entidade ou conglomerado.

Diante de tal análise, constata-se que, apesar de apresentarem consideráveis semelhanças, as diferenças observadas entre as normas podem comprometer a qualidade da informação contábil, além de distorcer o real objetivo do instrumento que seria o de garantir que os registros contábeis retratem o valor mais acurado possível dos benefícios econômicos futuros que os ativos podem auferir à entidade. Portanto, é ainda grande o caminho a ser percorrido em busca da convergência dos padrões contábeis.

De forma geral, percebe-se que o teste de *impairment* não é ponto pacífico na normatização contábil e, apesar de poucos trabalhos publicados, são diversas as abordagens sobre o tema (MACHADO, 2003; BORBA E ZANDONAI, 2008).

Hurt, Kreuze, e Langsam (2001) apresentaram as orientações contidas na SFAS nº 121⁴⁰, evidenciando os pontos preocupantes levantados pela SEC referentes a divulgações relativas ao teste de *impairment*.

Santos, Machado e Schmidt (2003) apresentaram o tratamento do teste de *impairment* em ativos de longa duração de acordo com as normas contábeis norte-americanas, emitidas pelo FASB. O estudo citou ainda uma pesquisa⁴¹ realizada por grandes empresas de auditoria (Andersen, BDO, Deloitte Touche Tohmatsu, Ernst & Young, Grant Thornton, KPMG e PricewaterhouseCoopers) durante o ano 2000 sobre a Convergência dos Princípios de Contabilidade em nível mundial, na qual, entre os principais tópicos que apresentaram divergência foram identificadas “perdas por *impairment*”.

⁴⁰ SFAS nº 121: *Accounting for the Impairment of Long-Lived Assets and for Long-Lived Assets to Be Disposed Of*, emitida em março de 1995 e substituída em agosto de 2001 pela SFAS nº 144: *Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets* (FASB, 2009).

⁴¹ ANDERSEN *et al* GAAP 2001: *a survey of national accounting rules benchmarked against international account standards*. Disponível em: < <http://www.gti.org/services/gaap2001.htm> >

Reinstein e Lander (2004) verificaram como membros de determinados grupos de profissionais veem a aplicação da norma SFAS nº 144, mediante a aplicação de um questionário por correspondência. O trabalho fez uma extensa revisão de literatura, abordando vários aspectos referentes a ativos e à norma. Participaram da pesquisa auditores públicos certificados, auditores internos, contadores gerenciais e analistas financeiros. Os resultados mostraram que os grupos acreditam que a SFAS nº 144 pode melhorar os relatórios financeiros se comparada à sua antecessora, a SFAS nº 121. Os participantes consideraram, também, aceitáveis a maioria das sugestões de quando deve ser mensurado um *impairment*.

O trabalho de Lemes e Carvalho (2004) investigou o atual estágio de harmonização das normas contábeis brasileiras com relação às normas emitidas pelo IASB e identificou diferenças significativas entre elas. O estudo cita que, no início de 2003, analisando os relatórios das quinhentas maiores empresas norte-americanas, a SEC devolveu 350 (70%) deles para maiores informações. Entre as principais falhas identificou-se a escassa divulgação de informações relacionadas à *impairment*.

Ampofo e Sellani (2005) analisaram o quadro conceitual (*framework*) utilizado no estabelecimento dos Princípios de Contabilidade Amplamente Aceitos das normas internacionais de contabilidade e dos EUA (US GAAP). Dentre os inúmeros exemplos que evidenciam a dificuldade de uma harmonização contábil, os autores citaram *impairment* de propriedades, de *goodwill* e de ativos intangíveis.

Silva *et al* (2006) concluíram que os resultados financeiros obtidos, considerando as duas principais normas que orientam a aplicação do teste de *impairment* (SFAS nº 144 e IAS nº 36), podem afetar os indicadores financeiros de uma empresa de forma diferente.

Raupp e Beuren (2006) propuseram uma metodologia para se mensurar o valor econômico de ativos imobilizados tendo por base a integração do *fair value* e do teste de *impairment*.

Já Boone e Raman (2007) analisaram a associação entre as perdas por *impairment* relatadas e os incentivos para que os gerentes realizassem relatórios oportunistas, ou seja, relatórios que, de certa forma, encorajam os gestores a esconder ou ocultar informações que poderiam prejudicar seus próprios interesses. Os resultados encontrados sugeriram que as perdas reportadas por empresas do tipo que seguem o método “*successful efforts*” são associadas com incentivos para os relatórios oportunistas. O estudo ainda conclui que as perdas relatadas por empresas que seguem o método “*full cost*” parecem ser menores em relação às perdas relatadas por empresas do tipo “*successful efforts*”.

Masters-Stout, Costigan e Lovata (2007) comprovaram a hipótese de que os *Chief Executive Officer* (CEOs)⁴² das empresas reconhecem o *impairment* do *goodwill* nos primeiros anos de sua posse, pois a responsabilidade pela perda pode ser atribuída às decisões de aquisição feitas pela administração anterior. Especificamente, os resultados mostram que ocorrem mais *impairment* do *goodwill* quando os CEOs ocupam sua função a menos de três anos, pois isso fará com que os futuros lucros pareçam melhores. Segundo os autores, as empresas estão aplicando as normas de *impairment* de forma diferente, o que leva à conclusão de que essas normas estão abertas à interpretação, assim como à manipulação.

Baesso *et al* (2008) verificaram a ocorrência de perdas por *impairment* e as possíveis relações com os ativos totais de empresas norte-americanas do setor de telefonia móvel no período de 2000 a 2006. Os resultados da pesquisa indicaram que, no período estudado, cerca de US\$9,9 bilhões foram declarados como perdas por *impairment*, relacionadas tanto aos ativos permanentes (*long-lived assets*) quanto ao *goodwill*. No entanto, uma possível relação entre os valores das perdas por *impairment* e o ativo total não se mostrou significativa.

Cruz (2008) analisou o impacto dos ajustes de *impairment* no resultado das companhias européias com registro na NYSE, por meio das diferenças no tratamento das normas pelos princípios norte-americanos e princípios internacionais. Na comparação entre os ajustes de normas contábeis e, conseqüentemente, no lucro por ação, o estudo identificou que as principais diferenças estão relacionadas com o efeito do *impairment* em gastos com pesquisa e desenvolvimento para empresas do segmento farmacêutico; cálculo para fins de Valor em Uso (*Value In Use*) por meio da metodologia de Fluxo de Caixa (FASB) e cálculo do Custo Médio Ponderado do Capital⁴³ (IASB) para empresas do segmento de telecomunicações, bem como o tratamento da reversão de *impairment* na indústria química.

As diferenças entre a normatização sobre *impairment* pode também ser observada em notas explicativas nas demonstrações contábeis das empresas. Apresentam-se, a seguir, dois exemplos reais das diferenças entre as Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS) e os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América (US GAAP),

⁴² Termo em inglês utilizado para designar pessoa com a mais alta responsabilidade e autoridade em uma organização. Apesar de ser teoricamente possível haver mais de um CEO numa empresa, geralmente o posto é ocupado por somente um indivíduo, temendo-se que tal compromisso crie conflito dentro da organização sobre quem tem o poder de decisão. Todos os outros executivos prestam contas ao CEO (MAXIMIANO, 2000).

⁴³ Custo de capital de uma empresa, que corresponde a uma média do custo de capital próprio (K_e) e do custo de capital de terceiros (K_i), ponderados pelas proporções dos financiamentos de capital próprio e de terceiros em relação ao total do passivo da empresa. Referente ao termo WACC em inglês: *Weighted Average Cost Of Capital* (ASSAF NETO, 2003).

divulgadas em notas de conciliação às demonstrações financeiras da *Swisscom AG*⁴⁴ e *China Petroleum & Chemical Corporation*⁴⁵. *Swisscom AG* (2003, p. 210, tradução nossa):

- *Swisscom AG*

(i) Em 1997, a *Swisscom* registrou uma perda por redução ao valor recuperável de CHF⁴⁶ 107 milhões, relacionada à baixa de certos ativos imobilizados aos seus respectivos valores recuperáveis. Na determinação do valor recuperável, a *Swisscom* descontou os fluxos de caixa futuros que são esperados do uso e da eventual venda desses ativos. De acordo com US GAAP, os valores recuperáveis desses ativos são determinados utilizando-se fluxos de caixa não descontados. O valor recuperável, baseado nos fluxos de caixa não descontados, excede o valor contábil líquido e, consequentemente, a perda por redução ao valor recuperável foi revertida para fins de US GAAP. Como os ativos não foram baixados para fins de US GAAP, a despesa de depreciação adicional de CHF 30 milhões foi reconhecida no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2001. Em 31 de dezembro de 2001, esses ativos estavam totalmente depreciados; (ii) De acordo com as IFRS, a *Swisscom* reverteu uma perda por *impairment* no valor de CHF 9 milhões referentes ao seu investimento na *Intelsat*, em 2000. Sob US GAAP, a reversão da perda por *impairment* não é permitida.

- *China Petroleum & Chemical Corporation* (2004, p. 160, tradução nossa):

De acordo com os IFRSs, um aumento subsequente no valor recuperável de um ativo é revertido na demonstração do resultado consolidado, caso uma perda desse valor recuperável tenha sido reconhecida no passado e se os eventos e as circunstâncias que levaram a essa perda deixarem de existir. A reversão é reduzida pelo valor que teria sido reconhecido como depreciação, caso a perda não tivesse sido registrada no passado. De acordo com o US GAAP, uma perda por redução ao valor recuperável de ativos estabelece uma nova base de valor contábil para o ativo e essa nova base não deve ser ajustada subsequentemente, exceto se por perdas adicionais.

O ajuste de US GAAP representa o efeito da reversão da recuperação de uma perda por redução ao valor recuperável anteriormente reconhecida de acordo com os IFRSs

O quadro 6 demonstra, de forma comparativa, o teste de *impairment* de acordo com as normas norte-americanas, internacionais e brasileiras, evidenciando detalhadamente os principais aspectos relacionados à perda de valor recuperável de ativos.

⁴⁴ A *Swisscom AG* é a principal empresa de telecomunicações da Suíça, oferecendo serviços completos de telefonia fixa e móvel para clientes residenciais e empresariais (*Swisscom AG*, 2009).

⁴⁵ A *China Petroleum & Chemical Corporation* é uma empresa química e de energia que produz petróleo, gás e produtos químicos na República da China. As principais operações da Companhia incluem pesquisa e desenvolvimento, produção e comercialização de petróleo bruto e gás natural; processamento de petróleo bruto em produtos petrolíferos refinados, comércio, transporte, distribuição e comercialização de produtos petrolíferos refinados e petroquímicos. A Companhia atua em quatro segmentos: de exploração e produção, refino, comercialização e distribuição e os produtos químicos (*China Petroleum & Chemical Corporation*, 2004).

⁴⁶ Franco suíço, moeda oficial da Suíça.

DIFERENÇAS ENTRE A NORMATIZAÇÃO CONTÁBIL PARA O TESTE DE RECUPERABILIDADE DOS VALORES DOS ATIVOS			
Órgão Normatizador	FASB	IASB	CPC
Tópicos	SFAS nº 144 (agosto de 2001)	IAS nº 36 (abril de 1998)	CPC 01 (setembro de 2007)
Alcance do Teste	Ativos de longa duração mantidos para venda e para o uso, incluindo propriedades provadas de petróleo e gás que adotam o método dos esforços bem sucedidos. Não se aplica ao <i>goodwill</i> , ativos intangíveis, ativos financeiros, impostos diferidos e propriedades não provadas de petróleo e gás que são contabilizadas pelo método dos esforços bem-sucedidos. Não se aplica também aos ativos para os quais existem pronunciamentos que orientam seu reconhecimento e mensuração: SFAS nº 50: <i>Financial Reporting in the Record and Music Industry</i> ; SFAS nº 63: <i>Financial Reporting by Broadcasters</i> ; SFAS nº 86: <i>Accounting for the Costs of Computer Software to Be Sold, Leased, or Otherwise Marketed</i> , e SFAS nº 90: <i>Regulated Enterprises - Accounting for Abandonments and Disallowances of Plant Costs</i> .	Quase todos os tipos de ativos, incluindo ativos fixos, ativos intangíveis e <i>goodwill</i> . No entanto, não se aplica a alguns ativos para os quais existem normas específicas que orientam o seu reconhecimento e a sua mensuração, são eles: inventários, ativos resultantes de contratos de construção, impostos diferidos, benefícios de empregados, ativos classificados como detidos para venda, ativos financeiros sob o alcance do IAS 39, propriedades avaliadas pelo <i>fair value</i> sob o alcance do IAS 40 e ativos biológicos relacionados à atividade agrícola (IAS 41).	Alcance geral e se aplica a todos os ativos relevantes relacionados às atividades industriais, comerciais, agropecuárias, minerais, financeiras, de serviços e outras. Estende-se aos ativos dos balanços utilizados para equivalência patrimonial e consolidação total ou proporcional. Abrange também a ativos que são registrados pelo valor reavaliado.
Necessidade de Realização do Teste	Quando eventos ou circunstâncias indicam que o valor contábil do ativo possa não ser mais recuperável.	Caso existam evidências de uma possível perda no valor recuperável do ativo.	Um ativo está desvalorizado quando seu valor contábil excede seu valor recuperável. Existência de indicações de que um ativo possa ter sofrido desvalorização.

Continua

DIFERENÇAS ENTRE A NORMATIZAÇÃO CONTÁBIL PARA O TESTE DE RECUPERABILIDADE DOS VALORES DOS ATIVOS			
Órgão Normatizador	FASB	IASB	CPC
Tópicos	SFAS nº 144 (agosto de 2001)	IAS nº 36 (abril de 1998)	CPC 01 (setembro de 2007)
Valor Recuperável	Soma dos fluxos de caixa não descontados esperados, decorrentes do uso e eventual venda do ativo	Maior valor entre o valor líquido de venda de um ativo ou seu valor em uso.	Valor Recuperável considerado o maior valor entre o valor líquido de venda de um ativo ou seu valor em uso.
Apuração da Perda	Comparação do Valor Contábil com o fluxo de caixa não descontado gerado pelo uso ou pela eventual venda do ativo. Ocorrerá uma perda por <i>impairment</i> quando o valor contábil for superior ao desses fluxo de caixa não descontado.	Comparação do Valor Contábil com o Valor de Recuperação (maior valor entre o valor em uso ou o valor de venda líquido). Ocorrerá uma perda quando o valor contábil for superior ao valor recuperável.	Comparação do Valor Contábil com o Valor de Recuperação (maior valor entre o valor em uso ou o valor de venda líquido). Ocorrerá uma perda quando o valor contábil for superior ao valor recuperável.
Valor da Perda	Diferença entre o valor contábil e o fluxo de caixa descontado decorrente do uso ou da eventual venda do ativo.	Diferença entre o Valor Contábil com e o Valor de Recuperação (maior valor entre o valor em uso ou o valor de venda líquido).	Diferença entre o Valor Contábil com e o Valor de Recuperação (maior valor entre o valor em uso ou o valor de venda líquido).
Agrupamento de Ativos	A menor unidade de agregação de bens que são capazes de produzir entradas e saídas de caixa independentes em relação a outros ativos (ou grupos de ativos) da empresa. Podem agregar somente alguns ativos, constituindo uma “unidade de relatório”, ou podem até considerar a empresa como um todo.	Unidades Geradoras de Caixa, que é o menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa, que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou de grupos de ativos.	Unidades Geradoras de Caixa, que é o menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa, que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou de grupos de ativos.
Tratamento contábil	Reduz diretamente o valor contábil do ativo em contrapartida a uma perda operacional na apuração do resultado do exercício.	Constituição de uma provisão para perda por <i>impairment</i> , em contrapartida à reserva de reavaliação (se o ativo for reavaliado) e, uma despesa, na apuração do resultado do exercício (caso o ativo não seja reavaliado ou o saldo da reserva de reavaliação for insuficiente). Não há menção à classificação da perda com operacional e não operacional.	Constituição de uma provisão para perda por <i>impairment</i> , em contrapartida à reserva de reavaliação (se o ativo for reavaliado) e, uma despesa, na apuração do resultado do exercício (caso o ativo não seja reavaliado ou o saldo da reserva de reavaliação for insuficiente). Não há menção à classificação da perda com operacional e não operacional.
Reversão da Perda	Proibida a reversão da perda anteriormente reconhecida.	A reversão pode ser realizada até o limite do valor contábil que o ativo teria, caso a perda não fosse reconhecida anteriormente.	A reversão pode ser realizada até o limite do valor contábil que o ativo teria, caso a perda não fosse reconhecida anteriormente.

DIFERENÇAS ENTRE A NORMATIZAÇÃO CONTÁBIL PARA O TESTE DE RECUPERABILIDADE DOS VALORES DOS ATIVOS			
Órgão Normatizador	FASB	IASB	CPC
Tópicos	SFAS nº 144 (agosto de 2001)	IAS nº 36 (abril de 1998)	CPC 01 (setembro de 2007)
Divulgação	<ul style="list-style-type: none"> • Descrição do ativo (ou grupo de ativos) que sofreu perda por impairment, assim como os fatos e as circunstâncias que justificam o prejuízo; • O valor da perda por impairment e a conta na demonstração de resultado que inclui a perda, se esta não tiver sido apresentada em outro relatório; • O método ou métodos utilizados para determinar valor justo (se baseado em um preço de cotação de mercado, preços para ativos semelhantes, ou outra técnica de estimação); e • Caso o ativo (ou grupo de ativos) que sofreu a perda é componente de um segmento operacional, a SFAS nº 144 indica que deverão ser respeitadas as orientações constantes na SFAS nº 131 – <i>Disclosures about segments of an enterprise and related information</i>. 	<ul style="list-style-type: none"> • O valor das perdas e das reversões reconhecidas no resultado do período e a linha na demonstração em que elas foram incluídas; • Os acontecimentos e circunstâncias que levaram ao reconhecimento ou reversão da perda; • Uma descrição da unidade geradora de caixa (se for o caso); e • A metodologia de avaliação utilizada para a se determinar o valor recuperável do ativo ou de uma UGC: valor líquido de venda ou valor em uso. • Caso o ativo (ou grupo de ativos) que sofreu a perda é componente de um segmento operacional, devem ser respeitadas as orientações da IFRS 8: <i>Operating Segments</i>. 	<ul style="list-style-type: none"> • O valor das perdas e das reversões reconhecidas no resultado do período e a linha na demonstração em que elas foram incluídas; • Os acontecimentos e circunstâncias que levaram ao reconhecimento ou reversão da perda; • Uma descrição da unidade geradora de caixa (se for o caso); e • A metodologia de avaliação utilizada para a se determinar o valor recuperável do ativo ou de uma UGC: valor líquido de venda ou valor em uso. • Não há menção quanto à divulgação por segmentos.

Quadro 6 – Diferenças entre a Normatização Contábil para o Teste *Impairment*.

Fonte – Machado (2003) e Silva (2007).

4 PERDA DO VALOR DE RECUPERAÇÃO NOS ATIVOS DE E&P

4.1 ASPECTOS GERAIS

De acordo com Brock, Klingstedt e Jones (1990, p. 324), a necessidade de se avaliar periodicamente o retorno dos benefícios dos ativos de E&P ficou evidente após o declínio do preço do petróleo, principalmente no período de 1982 a 1986. Especificamente em 1986, esse declínio de preço aliado a metodologias não uniformes de cálculo do *impairment* causaram fortes distorções nos resultados apresentados pelas companhias petrolíferas.

A decisão de explorar petróleo permeia diversas etapas, como demonstrado na ilustração 6. No decorrer dessas etapas é feito, constantemente, acompanhamentos de viabilidade econômica do projeto. Na verdade, antes de ser classificada como uma propriedade provada, as propriedades são consideradas não provadas justamente porque ainda estão sendo avaliadas.

Após a identificação de que uma propriedade não provada reúne as condições necessárias que provêm sua viabilidade econômica, ela é denominada uma propriedade provada. 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 o 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 (GODOY, 2004).

Na prática do teste de recuperabilidade dos valores registrados dos ativos está implícita a principal característica da indústria petrolífera: o risco existente na atividade de exploração e produção. Mesmo após a descoberta de determinado campo ainda não existe a certeza de retorno econômico que supere o investimento feito. Está incluída na atividade de E&P uma probabilidade na realização dos fluxos de caixas futuros. Essas idéias estão em consonância com a definição de ativo, que tem no seu cerne certo grau de incerteza na realização dos benefícios econômicos futuros.

Brock, Klingstedt e Jones (1990, p. 147) afirmam que, geralmente, é esperado que entre 80% a 90% das áreas não provadas adquiridas por um explorador serão devolvidas ou abandonadas sem produção por terem sido avaliadas como economicamente inviáveis, ou seja, esse é o risco inerente à atividade de E&P.

Zamith (2005, p. 52) exalta as características do risco inerente a atividade de E&P:

Na fase de exploração há um risco muito elevado, pois as chances de se encontrar petróleo e gás natural são remotas. Na maioria dos poços perfurados não se encontra esses recursos em volumes que justifiquem o aproveitamento comercial das jazidas e, em muitos casos, nada é encontrado. Uma vez localizada uma jazida explorável comercialmente, o risco diminui, mas o volume de recurso para o desenvolvimento do campo é elevado⁴⁷.

O quadro 7 resume as fases da atividade de E&P e seus respectivos tempos de desenvolvimento, riscos envolvidos, investimentos necessários e impactos nos fluxos de caixa.

Fases	Tempo (anos)	Risco	Investimento	Fluxo de Caixa
Exploração	2 a 8	Elevado	Elevado	Negativo
Desenvolvimento	3 a 7	Baixo	Muito Elevado	Muito Negativo
Produção	15 a 60	Baixo/Nulo	Encargos da Produção	Positivo

Quadro 7 – Fases da Atividade de E&P e Suas Características

Fonte – RAYMOND JAMES & ASSOCIATES (2000)⁴⁸ *apud* ZAMITH (2005)

Dessas informações depreende-se que os ativos da indústria de petróleo e gás, especialmente no segmento de E&P, apresentam características específicas não somente em decorrência dos métodos de capitalização, mas também em relação à identificação e mensuração dos benefícios econômicos futuros gerados pelos ativos.

Segundo Brock, Klingstedt e Jones (1990, p. 334), o maior problema envolvendo a aplicação do teste para as propriedades provadas é a forma de mensuração do valor recuperável ou benefícios econômicos futuros. Vários métodos eram e são utilizados para encontrar tal valor:

- a) Valor justo de mercado;
- b) Fluxo de caixa futuro (não descontado);
- c) Fluxo de caixa descontado.

⁴⁷ O grau de acerto na atividade exploratória é muito variável, dependendo da empresa, do grau de maturidade das bacias e do histórico de descobertas passadas. Outro fator importante é a qualidade do óleo encontrado, pois, quanto mais leve, menor o custo do refino e maior a valorização do petróleo (ZAMITH, 2005).

⁴⁸ RAYMOND JAMES & ASSOCIATES. *A Comprehensive Framework for E&P Valuation. Industry Report*, St. Petersburg, FL., 2000.

Já que várias formas de mensuração eram e são aplicadas, muitas questões são levantadas 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 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 teste 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?

Desse modo, considerando as peculiaridades do ativo do segmento de E&P, a avaliação desses ativos representa fator crítico em sua mensuração.

A utilização do valor de mercado nem sempre é viável, pois, na maioria das vezes, não há mercado ativo para esses bens.

A comparação com bens de características semelhantes também não se apresenta como a metodologia de avaliação mais adequada, tendo em vista que as características do projeto de exploração e produção de petróleo e gás o tornam particular, inclusive na composição dos ativos, não sendo possível, na maioria das vezes, a comparação com ativos similares.

Nesse contexto, o fluxo de caixa é apresentado como uma alternativa de avaliação dos ativos de petróleo e gás, apesar da subjetividade envolvida nesse método de mensuração (SILVA, 2007)

De acordo com Wright e Gallun (2005, p. 308), outro aspecto crítico é a determinação dos ativos que serão testados para *impairment*. Nas atividades de petróleo e gás, os ativos como os poços e equipamentos de produção de petróleo e gás são tipicamente agrupados ao nível de um campo produtor (*field*) para propósitos do teste de *impairment*.

Por esse motivo, a maioria dos ativos de petróleo e gás que são submetidos ao teste de *impairment* não são avaliados individualmente, mas por meio de unidades geradoras de caixa,

pois os benefícios futuros dos recursos investidos na formação dos ativos, geralmente, são provenientes da atuação conjunta desses ativos.

De acordo com Brock, Carnes e Justice (2007, p. 302), a pesquisa realizada pela *PricewaterhouseCoopers*, em 2001 (*PricewaterhouseCoopers Survey of U.S. Petroleum Accounting Practices*, 2001), constatou que, para fins de teste de *impairment*, de cada 10 empresas pesquisadas que utilizavam o método de capitalização pelos esforços bem sucedidos, 6 (60%) agrupavam seus ativos por campos.

A seguir, apresenta-se um trecho do relatório anual da Petrobras S.A. (2008, p. 193) no qual a empresa evidencia sua política contábil e os pontos importantes relacionados ao teste de *impairment*. A empresa evidencia, entre outras coisas, a adoção do CPC 01 (em convergência à IAS nº 36) e a forma com que agrupa seus ativos em unidades geradoras de caixa. As informações apresentadas estão em consonância com o levantamento conceitual realizado nos capítulos 2 e 3:

As avaliações são efetuadas considerando-se a menor unidade geradora de caixa, quando aplicável, e o valor recuperável é o valor de uso determinado com base no modelo de fluxos de caixa futuros, descontados por taxas de juros antes dos impostos. A Companhia já adotava esse procedimento, entretanto, as perdas provisionadas, segundo o atual procedimento, poderão ser revertidas se houver indicativos que evidenciem essa recuperação.

Na aplicação do teste de redução ao valor recuperável de ativos, o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa é comparado com o seu valor recuperável. O valor recuperável é o maior valor entre o valor líquido de venda de um ativo e seu valor em uso. Considerando-se as particularidades dos ativos da Companhia, o valor recuperável utilizado para avaliação do teste de redução ao valor recuperável é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado.

Este valor de uso é estimado com base no valor presente de fluxos de caixa futuros, resultado das melhores estimativas da Companhia. Os fluxos de caixa, decorrentes do uso contínuo dos ativos relacionados, são ajustados pelos riscos específicos e utilizam a taxa de desconto pré-imposto. Esta taxa deriva da taxa pós-imposto estruturada no Custo Médio Ponderado de Capital (WACC). As principais premissas dos fluxos de caixa são: preços baseados no último plano estratégico divulgado, curvas de produção associadas aos projetos existentes no portfólio da Companhia, custos operacionais de mercado e investimentos necessários para realização dos projetos.

Os ativos foram agrupados em unidades geradoras de caixa para identificação de possíveis perdas por desvalorização de ativos. Cada campo corresponde a uma unidade geradora de caixa. Durante 2008, o segmento de Exploração e Produção registrou despesas com provisão para perda por desvalorização de ativos no montante de R\$ 602.675 mil. A perda foi relacionada principalmente aos ativos em produção no Brasil. No ano de 2008, dois fatores influenciaram negativamente os resultados dos campos: o preço do *Brent* de 31 de dezembro de 2008 e os custos operacionais (equipamentos e serviços) que não tiveram uma queda tão acentuada quanto o do *Brent*. Esses dois fatores durante a análise econômica tiveram efeitos redutores, que levaram a constituição de provisão para perda por desvalorização em alguns campos.

As normas, US GAAP e internacional, permitem, ainda, que as informações sejam divulgadas por segmentos de negócios, e permite até que uma unidade geradora de caixa seja um segmento de negócios. Assim, apesar de agruparem seus ativos em campos, as empresas divulgam essas informações por segmentos de negócios, ressaltando em seus relatórios os campos responsáveis pelas despesas de *impairment*.

A tabela 6 é a apresentação das despesas de *impairment* pela *British Petroleum* – BP (2008, p. 178) em seu relatório anual (relatório 20-F enviado à SEC). Demonstra-se como as empresas divulgam as despesas de *impairment* em segmento de negócios. Essas informações foram prestadas na seção “Relatórios por Segmentos”.

Tabela 6 – Informações por Segmentos da *British Petroleum* do Ano de 2008

<i>Segment Information</i>					
<i>Revenues and net income by segment are as follows:</i>					
By business	Exploration and Production	Refining and Marketing	Other businesses and corporate	Consolidation adjustment and eliminations	Total group
Sales and other operating revenues					
Segment sales and other operating revenues	86.170	320.039	4.634	(49.700)	361.143
Less: sales between businesses	(45.931)	(1.918)	(1.851)	49.700	–
Third party sales	40.239	318.121	2.783	–	361.143
Equity-accounted earnings	3.565	131	125	–	3.821
Interest and other revenues	167	288	281	–	736
Total revenues	43.971	318.540	3.189	–	365.700
Segment results					
Profit (loss) before interest and taxation	37.915	(1.884)	(1.258)	466	35.239
Finance costs and net finance income relating to pensions and other post-retirement benefits	–	–	–	(956)	(956)
Profit (loss) before taxation	37.915	(1.884)	(1.258)	(490)	34.283
Taxation	–	–	–	(12.617)	(12.617)
Profit (loss) for the year	37.915	(1.884)	(1.258)	(13.107)	21.666
Assets and liabilities					
Segment assets	136.665	75.329	19.079	(3.212)	227.861
Current tax receivable	–	–	–	377	377
Total assets	136.665	75.329	19.079	(2.835)	228.238
Includes					
Equity-accounted investments	20.131	6.622	1.073	–	27.826
Segment liabilities	(39.611)	(28.668)	(18.218)	2.914	(83.583)
Current tax payable	–	–	–	(3.144)	(3.144)
Finance debt	–	–	–	(33.204)	(33.204)
Deferred tax liabilities	–	–	–	(16.198)	(16.198)
Total liabilities	(39.611)	(28.668)	(18.218)	(49.632)	(136.129)
Other segment information					
Capital expenditure and acquisitions					
Goodwill and other intangible assets	4.940	145	89	–	5.174
Property, plant and equipment	14.117	4.417	959	–	19.493
Other	3.170	2.072	791	–	6.033
Total	22.227	6.634	1.839	–	30.700
Depreciation, depletion and amortization	8.440	2.208	337	–	10.985
Impairment losses	1.186	159	227	–	1.572
Impairment reversals	155	–	–	–	155
Losses on sale of businesses and fixed assets	18	297	1	–	316
Gains on sale of businesses and fixed assets	34	1.258	61	–	1.353

*Expressed in Millions of United States Dollars
(except when specifically indicated)*

A seguir, são apresentadas as características do teste de *impairment* para propriedades (reservas) provadas, considerando o método de capitalização pelos esforços bem sucedidos (SE). Essa ênfase é devida ao escopo deste trabalho, que delimita o estudo com empresas que seguem o método SE, sob as orientações da SFAS nº 144 (para reservas provadas) ou da IAS nº 36 e IFRS nº 6 (reservas provadas).

4.2 PERDA DO VALOR DE RECUPERAÇÃO EM PROPRIEDADES PROVADAS DE PETRÓLEO E GÁS

O método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos é mais conservador quanto ao reconhecimento de despesas que o método da Capitalização Total, pois os gastos que não apresentam relação direta com benefícios econômicos futuros (definição de ativo) devem ser lançados para despesas. Os gastos relacionados às descobertas de poços secos é, por exemplo, uma das grandes diferenças existente entre os métodos de capitalização e evidencia esse conservadorismo. Enquanto a metodologia de Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos trata esses gastos como despesas e lança-os para o resultado do período, a metodologia de Capitalização Total permite a sua capitalização como ativo. De acordo com Brock, Carnes e Justice (2007, p. 40-41) essa discordância entre as metodologias é um dos principais argumentos usados pelos críticos ao método da Capitalização Total.

O argumento é que a possibilidade de capitalização dos custos de perfuração de poços secos cria 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 é que o teste de *impairment* para propriedades não provadas e para empresas que seguem o método FC está disposto na SFAS nº 19 e na *Regulation S-X Rule 4-10*. Essas normas estabelecem um teto para capitalização dos gastos (*ceiling*).

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 cálculo do valor presente, descontado pela taxa de 10%, das receitas líquidas futuras provenientes de reservas provadas, menos o custo das propriedades que ainda não iniciaram a sua amortização, ou seja, propriedades não provadas e custos dos principais projetos em andamento em que as reservas não foram determinadas, menos o imposto de renda gerado. Assim, a SEC determina que qualquer

excesso verificado nesta relação, deverá ser lançado para despesas, em contrapartida da conta que representa os custos capitalizados.

Provavelmente, esse foi 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 a capitalização dos custos relativos às propriedades provadas para as empresas que utilizavam o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos. Esse teto só é exigido para o teste de *impairment* em propriedades não provadas e para o método FC, mediante a metodologia do *ceiling test* (teto máximo).

Com a emissão da SFAS nº 144 e da IAS nº 36, o FASB e o IASB (respectivamente) objetivam manter os registros dos custos capitalizados das propriedades provadas a um valor igual ou inferior ao seu valor recuperável, pois, devido à enorme incerteza que cerca a atividade de E&P, ele pode sofrer um declínio em função, por exemplo, da queda do preço do mineral no mercado.

A 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 1). Anualmente as empresas devem verificar se o valor contábil (custos capitalizado) das suas reservas provadas de óleo e/ou gás não excedeu 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) propriedade (s) provada (s) excederam a sua expectativa de fluxo de caixa não descontado. Como já mencionado, essas orientações não são observadas na IAS nº 36 e no CPC 01, que consideram a comparação do valor registrado (custos capitalizados) com o fluxo de caixa descontado, para a determinação do *impairment*.

Independente da norma seguida (IAS nº 36 ou SFAS nº 144), o teste de *impairment* em ativos de petróleo e gás deve ser aplicado quando houver evidências da perda econômica do ativo. Esses indícios dependem do ambiente econômico no qual a empresa está inserida. Para Brock, Carnes e Justice (2007, p. 300), especificamente nas empresas petrolíferas podem ser indicadores da redução do valor econômico recuperável os seguintes itens:

- Critério de amortização pelo método da unidade produzida (é provável que ocorra um aumento do *impairment* com a passagem do tempo quando a produção aumentar e se aproximar de seu limite econômico);
- Diminuição na expectativa de preço futuro de petróleo e gás;
- Quando os custos atuais e futuros de desenvolvimento da produção forem mais relevantes que a antecipação prévia dos benefícios do grupo de ativos;

- Significativo declínio nas revisões das estimativas de reservas do campo e
- Mudanças significativas no ambiente regulatório.

A seguir, apresenta-se um trecho do relatório anual da *British Petroleum* – BP (2008, p. 58) no qual a empresa evidencia sua política contábil e os pontos importantes relacionados ao teste de *impairment*. A empresa segue as orientações do IASB (IAS nº 36 e IFRS nº 6) e as informações apresentadas estão em consonância com o levantamento conceitual realizado nos capítulos 2 e 3:

A BP avalia os seus ativos fixos, incluindo *goodwill*, para um possível *impairment*, caso existam eventos ou circunstâncias que indiquem que os valores contábeis dos ativos podem não ser recuperáveis. Como consequência, as despesas de *impairment* devem ser reconhecidas no resultado do grupo. Esses eventos ou circunstâncias incluem mudanças nos planos de negócio do grupo, variações dos preços da *commodity*, baixa utilização das plantas industriais, danos físicos aos ativos, e significativas revisões nos volumes estimados de reservas de petróleo e gás. Se houver queda dos preços do petróleo e do gás natural, das margens e das vendas durante um período prolongado, o grupo certamente deverá reconhecer significativas despesas com *impairment*.

A avaliação do *impairment* implica em comparar o valor contábil da unidade geradora de caixa com a sua quantia recuperável, que é o maior entre o seu valor em uso ou seu valor de venda. O valor em uso é geralmente determinado com base nos fluxos de caixa futuros descontados.

A determinação de quando determinado ativo sofreu *impairment* envolve gestão de estimativas altamente incertas tais como: preços futuros, os efeitos da inflação sobre as despesas operacionais, taxas de desconto, perfis produção e perspectivas para o abastecimento do mercado mundial ou regional do petróleo bruto, do gás natural e dos produtos refinados.

Para propriedades de petróleo e gás natural, os fluxos de caixa futuros esperados são estimados com base nos planos do grupo de continuar a desenvolver e produzir reservas provadas de petróleo, associadas ao risco e à quantidade de matérias-primas disponíveis. Fluxos de caixa futuros esperados a partir da venda ou produção desses volumes são calculados com base na melhor estimativa dos preços de petróleo e gás. Os preços do petróleo e do gás natural utilizados para o fluxo de caixa futuro são baseados em preços de mercado. Estima-se ainda que o nível de produção futuro se baseia em suposições sobre os preços futuros, o levantamento e os custos de desenvolvimento e a queda de taxas do mercado.

Os fluxos de caixa futuros são ajustados pelos riscos específicos da unidade geradora de caixa e são descontados usando uma taxa de desconto antes de imposto. A taxa de desconto é derivada do custo médio ponderado do capital do grupo e é ajustado a fim de capturar os riscos específicos relacionados ao país em que a unidade geradora de caixa está localizada. Tipicamente taxas de 11% ou 13% são utilizadas. A taxa aplicada em cada país é reavaliada anualmente.

Diante do apresentado, depreende-se que, para a indústria petrolífera e especificamente para os ativos de E&P, o fluxo de caixa é a principal alternativa de avaliação dos ativos, apesar da subjetividade envolvida nesse método de mensuração, uma vez que, como já mencionado, esses ativos por terem alto grau de especificidade não possuem mercado

de negociação ativo e, conseqüentemente, o preço de venda passa a não ser uma metodologia viável para o cálculo do valor recuperável.

Na elaboração do fluxo de caixa para o teste de *impairment* podem se identificar algumas premissas que, geralmente, são utilizadas pela indústria petrolífera. Segundo Brock, Carnes e Justice (2007, p. 303), na avaliação dos ativos de E&P devem-se considerar as reservas, os preços da *commodity*, os custos, os gastos administrativos (*overhead*) e impostos.

a) Reservas

Para Moreira, Niyama e Botelho (2006, p. 1), as reservas de petróleo são ativos substanciais de uma empresa produtora de óleo e gás.

De acordo com a *Society of Petroleum Engineers* (SPE) (1997, tradução nossa): “reservas são aquelas quantidades de petróleo que se espera serem comercialmente recuperadas de reservatórios conhecidos, até uma determinada data futura”, ou seja, todo aquele petróleo que pode ser extraído, processado e comercializado, gerando receita para a companhia.

Sobre as reservas não provadas, a SPE (1997, tradução nossa) define:

[...] são baseadas em dados geológicos ou de engenharia similares aos utilizados para reservas provadas. Mas incertezas técnicas, contratuais, econômicas ou normativas impedem que sejam classificadas como provadas.

As reservas não provadas ainda podem ser classificadas como reservas prováveis ou reservas possíveis. As reservas não provadas podem ser estimadas assumindo condições econômicas futuras diferentes das que prevalecem na data da estimativa. A SPE (1997) afirma que os efeitos de possíveis avanços nas condições econômicas e desenvolvimento tecnológico podem ser expressos pela alocação de quantidades de reservas às categorias de reservas prováveis e possíveis.

Reservas prováveis são reservas não provadas, cuja análise de dados geológicos e de engenharia indica uma probabilidade de sucesso superior à probabilidade de insucesso no processo de recuperação, conforme as definições da SPE (1997). Caso métodos probabilísticos sejam utilizados, deve haver pelo menos 50% de chance de que as quantidades realmente extraídas se igualem ou superem a soma das estimativas para reservas provadas e não provadas.

Finalmente, reservas possíveis, ainda de acordo com as definições da SPE (1997), são aquelas reservas não provadas, cuja análise de dados geológicos e de engenharia sugere que

sejam menos possíveis de serem recuperáveis do que as reservas prováveis. Nesse contexto, quando métodos probabilísticos forem utilizados, deve haver uma chance de pelo menos 10% de que as quantidades realmente recuperadas igualem-se ou superem as reservas provadas somadas às prováveis e possíveis.

Tanto as reservas provadas quanto as não provadas podem ser categorizadas, quanto ao grau de desenvolvimento e produção de seus reservatórios, em desenvolvidas ou não desenvolvidas (ilustração 3).

As reservas a serem utilizadas na elaboração do fluxo de caixa futuro estimado para o teste de *impairment* deverão ser aquelas definidas pelo FASB como provadas. Assim, para fins de divulgação (*disclosure*), o FASB, por intermédio da SFAS nº 69, exige a divulgação apenas das reservas provadas, pois são justamente essas as mais significantes na elaboração do fluxo de caixa e dotadas de maior valor. Em reservas provadas, incluem-se óleo cru (incluindo óleo condensado e gás natural líquido) e gás natural.

Junto com a informação de reservas, o FASB exige, ainda, a divulgação dos custos capitalizados relativos à produção de petróleo e gás, dos custos incorridos com a exploração, das atividades de desenvolvimento, dos resultados das operações de produção de petróleo e gás e dos futuros fluxos de caixa líquidos descontados relativos às reservas provadas de petróleo e gás.

É importante salientar que as reservas impactam diretamente no fluxo de caixa, pois são fundamentais para a estimativa futura das receitas que o campo pode gerar. Desse modo, a quantidade de reserva de uma empresa petrolífera pode influenciar decisivamente nas estimativas dos benefícios econômicos futuros dos ativos associados a propriedades provadas, para efeito do teste de recuperabilidade.

Silva (2007, p. 82) afirma que, na elaboração dos fluxos de caixa futuros estimados, geralmente, são utilizadas as reservas provadas, prováveis e, de maneira questionável, as consideradas possíveis. No entanto, na utilização dessas informações, dotadas de certo grau de incerteza, deve ser feito um ajuste do risco no desconto do fluxo de caixa.

Assim, por conveniência, as companhias podem usar somente reservas provadas para rapidamente eliminar muitas propriedades e uma grande quantidade de propriedades (ativos) sujeitas a *impairment*. (JENNING; FEITEN; BROCK, 2000).

A seguir, apresenta-se um trecho do relatório da *Exxon Mobil Corporation* (2008, p. 63, tradução nossa), no qual a empresa evidencia a importância da variável “reservas provadas” na elaboração do fluxo de caixa e, conseqüentemente, no valor recuperável dos ativos de E&P.

As avaliações das reservas de petróleo e gás são importantes para a gestão eficaz dos ativos do segmento de *upstream*. Eles são essenciais para fazer decisões de investimento em propriedades de óleo e gás (por exemplo se o desenvolvimento da área deve proceder). As reservas de petróleo e gás são usados como base para o cálculo da unidade de produção, para as taxas de depreciação e para a avaliação de *impairment*. Reservas de petróleo e gás incluem tanto reservas provadas e não provadas. Reservas provadas são estimativas de quantidades de petróleo bruto, gás natural e líquidos de gás natural, nas quais os dados geológicos e de engenharia demonstraram, com razoável certeza, a possibilidade de recuperação em anos futuros a partir de reservatórios conhecidos sob condições de economias de funcionamento, ou seja, preços e custos. Reservas não provadas são aquelas com menos certeza de avaliação e inclui reservas prováveis. Reservas prováveis são aquelas mais susceptíveis de serem recuperadas.

[...]

Reservas provadas de petróleo e gás detidos e utilizados pela Corporação são testados para *impairment* sempre que eventos ou circunstâncias indicarem que não podem ser recuperáveis. A corporação utiliza estimativas de fluxos de caixa futuros não descontados das propriedades afetadas para avaliar o desempenho e o valor delas. Em geral, são baseados em análises de reservas provadas. Sempre que existam reservas prováveis, uma quantidade adequada de risco ajustado destas reservas podem ser incluídos na avaliação do *impairment*. Além de estimar volumes de reservas de petróleo e gás na realização dessas análises, é também necessária estimar os preços futuros do petróleo e do gás. Eventos causadores de *impairment* incluem uma redução significativa nos preços ou nos volumes das reservas, um aumento significativo custos superiores ao montante inicialmente previsto e perdas históricas e atuais.

O FASB exige, ainda, por intermédio da SFAS nº 69 (1982, p. 6, § 11), que sejam divulgadas informações referentes às alterações na quantidade das reservas de óleo e gás da empresa durante determinado ano. De acordo com o pronunciamento, essas alterações resultam de:

- a. Revisões de estimativas (*Revisions of previous estimates*): Revisões representam mudanças nas estimativas da reserva provada, para cima ou para baixo, resultando em novas estimativas para as reservas. Essas revisões são feitas a partir do desenvolvimento e perfuração de novos poços, a partir da obtenção de dados geofísicos e geológicos mais precisos ou a partir de uma mudança significativa nos fatores econômicos;
- b. Melhoria de recuperação (*Improved recovery*): Alterações nas estimativas de reserva, resultante da aplicação de uma técnica melhor de recuperação;
- c. Compras de óleo e gás (*Purchases of minerals in place*);
- d. Extensões e descobertas (*Extensions and discoveries*): Adições de reservas provadas resultantes: (1) da descobertas na própria superfície de novas reservas provadas por meio da perfuração de novos poços e (2) da descoberta de novos campos com reservas provadas ou novas reservas provadas em campos antigos;

- e. Produção (*production*);
 f. Vendas de óleo e gás (*Sales of minerals in place*).

A tabela 7 exemplifica a divulgação da movimentação no valor das reservas provadas do ano de 2008 da *Chevron Corporation* (2008, p. 173). As informações foram levantadas no relatório 20-F da empresa enviado à SEC. Elas fazem parte de um conjunto maior de informações que o FASB exige, por intermédio da SFAS nº 69, das empresas do setor petrolífero.

Tabela 7 – Movimento nas Reservas da *Chevron Corporation* no Ano de 2008
 Net Proved Reserves of Crude Oil, Condensate and Natural Gas Liquids

Millions of barrels	Consolidate Companies										Affiliated TCO Others	
	Calif.	Gulf of Mexico	Other	Total U.S.	Africa	Asia Pacific	Indonesia	Other	Total Int'l.	Total		
Reserves at Jan. 1, 2006	965	333	533	1.831	1.814	829	579	573	3.795	5.626	1.939	435
Changes attributable to:												
Revisions	(14)	7	7	–	(49)	72	61	(45)	39	39	60	24
Improved recovery	49	–	3	52	13	1	6	11	31	83	–	–
Extensions and discoveries	–	25	8	33	30	6	2	36	74	107	–	–
Purchases	2	2	–	4	15	–	–	2	17	21	–	119
Sales	–	–	–	–	–	–	–	(15)	(15)	(15)	–	–
Production	(76)	(42)	(51)	(169)	(125)	(123)	(72)	(78)	(398)	(567)	(49)	(16)
Reserves at Dec. 31, 2006	926	325	500	1.751	1.698	785	576	484	3.543	5.294	1.950	562
Changes attributable to:												
Revisions	1	(1)	(5)	(5)	(89)	7	(66)	7	(141)	(146)	92	11
Improved recovery	6	–	3	9	7	3	1	–	11	20	–	–
Extensions and discoveries	1	25	10	36	6	1	–	17	24	60	–	–
Purchases	1	9	–	10	–	–	–	–	–	10	–	316
Sales	–	(8)	(1)	(9)	–	–	–	–	–	(9)	–	(432)
Production	(75)	(43)	(50)	(168)	(122)	(128)	(72)	(74)	(396)	(564)	(53)	(24)
Reserves at Dec. 31, 2007	860	307	457	1.624	1.500	668	439	434	3.041	4.665	1.989	433
Changes attributable to:												
Revisions	10	4	(30)	(16)	2	384	191	(25)	552	536	249	18
Improved recovery	4	–	1	5	1	17	1	3	22	27	–	10
Extensions and discoveries	1	13	3	17	3	3	2	8	16	33	–	–
Purchases	–	–	1	1	–	–	–	–	–	1	–	–
Sales	–	(6)	(1)	(7)	–	–	–	–	–	(7)	–	–
Production	(73)	(32)	(49)	(154)	(121)	(110)	(66)	(69)	(366)	(520)	(62)	(22)
Reserves at Dec. 31, 2008	802	286	382	1.470	1.385	962	567	351	3.265	4.735	2.176	439
Developed Reserves												
At Jan. 1, 2006	809	177	474	1.46	945	534	439	416	2.334	3.794	1.611	196
At Dec. 31, 2006	749	163	443	1.355	893	530	426	349	2.198	3.553	1.003	311
At Dec. 31, 2007	701	136	401	1.238	758	422	363	305	1.848	3.086	1.273	263
At Dec. 31, 2008	679	140	339	1.158	789	666	474	249	2.178	3.336	1.369	263

Fonte – Relatório 20-F da empresa

Diante dessas informações, depreende-se que o valor das reservas, ao final de determinado ano para uma empresa, é formado pela quantidade de reservas estimadas no final do ano anterior somadas às revisões positivas, melhorias de recuperação, descobertas e compras; e diminuído os valores produzidos e vendidos, bem como as revisões negativas. O valor das reservas de determinado ano pode, portanto, ser desmembrado em suas variações.

A ilustração 13 apresenta a movimentação no volume de reservas de uma empresa petrolífera, considerando os exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e 2008.

Ilustração 13 – Desmembramento no Valor das Movimentações de Reservas Provasdas de Óleo e Gás
Fonte – Elaborada pelo autor

b) Preço

O valor do preço é importante para o teste de *impairment*, pois influencia na análise da viabilidade de cada poço ou campo. Essa análise é feita, entre outras coisas, pela relação entre o preço e o custo, que pode variar de região para região. De acordo com Clô (2000, p. 8), 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.

O preço de mercado não necessariamente significa o melhor indicador de preço a ser utilizado no fluxo de caixa futuro para o teste de *impairment* dos ativos de petróleo e gás associados às propriedades provadas, pois as empresas petrolíferas têm tipos de petróleo diferentes, bem como preços de realização (preço de venda) diferenciados de acordo com esses tipos de petróleo.

Por esse motivo, na premissa preço, devem ser adotados, preferencialmente, os preços que tenham uma forte correlação com os preços futuros utilizados nos orçamentos de longo prazo para o gerenciamento dos negócios da companhia ou, ainda, os preços futuros estipulados em contratos futuros, se existirem (JENNING; FEITEN; BROCK, 2000). De foma geral, as empresas utilizam preços baseados em valores médios de realização do preço do BOE.

A seguir, apresenta-se um trecho do relatório da *Murphy Oil Coporation* (2008, p. 36), no qual a empresa evidencia a importância do preço do petróleo na elaboração do fluxo e caixa e, conseqüentemente, no teste de *impairment*:

Impairment de ativos de longa vida - A Companhia monitora continuamente seus ativos de longa vida, registrados em propriedade, instalações e equipamento e consolidados no balanço patrimonial consolidado. A empresa avalia as suas propriedades para potenciais *impairment* quando circunstâncias indicarem que o valor contábil de um ativo pode não ser recuperável a partir de fluxos de caixa futuros. Uma quantidade significativa de julgamentos é envolvida na realização dessas avaliações já que os resultados são estimados com base em eventos futuros. Tais eventos incluem uma projeção do preço de venda futuro do petróleo e do gás natural, uma estimativa da quantidade de petróleo e gás natural que serão produzidos a partir de um campo, o tempo dessa produção futura produção, os custos futuros para a produção do petróleo e gás natural, os custos futuros de abandono, margens sobre produtos refinados produzidos e vendidos, e os níveis de inflação. A necessidade do teste de *impairment* de propriedade pode ser causado por diversos fatores, incluindo redução significativa dos preços de venda de petróleo e/ou gás natural, revisões desfavoráveis de reserva e outras alterações contratuais, ambientais ou fiscais. Todos esses fatores devem ser considerados na avaliação de uma propriedade para possíveis perdas por *impairment*.

c) Custos

Os custos futuros projetados, utilizados nos fluxos de caixa futuros, deverão estar baseados na melhor estimativa dos gastos futuros de capital, gastos operacionais e, eventualmente, os gastos com depreciação, abandono e amortização associados com *impairment* (BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

Deve-se buscar associar os custos com alto grau de correlação com os gastos operacionais e de investimentos futuros utilizados no orçamento de longo prazo de gerenciamento do projeto no qual o ativo tenha sido utilizado. Os custos operacionais fixos e variáveis estão associados às curvas de produção, mas podem variar também em função da tecnologia e métodos de produção.

d) Gastos Administrativos (*Overhead*)

A pesquisa da *PricewaterhouseCoopers (PricewaterhouseCoopers Survey of U.S. Petroleum Accounting Practices, 2001)* constatou que 100% das empresas do setor petrolífero que utilizam o método dos esforços bem sucedidos ignoram os Gastos Administrativos na determinação de fluxo de caixa futuros. A utilização do *overhead* não é usual nas companhias de petróleo e gás, pois essa informação não está diretamente relacionada com a perda do valor recuperável do ativo.

e) Impostos

De acordo com Brock, Carnes e Justice (2007, p. 304), referem-se às contribuições e encargos que impactam nos fluxos de caixa futuros, tais como *royalties* e outras relacionadas à produção.

Depreende-se, portanto, que as avaliações das propriedades de petróleo e gás são realizadas, predominantemente, por meio da expectativa futura de fluxo de caixa, ou seja, na mensuração do retorno econômico futuro gerado pelos ativos de petróleo e gás (*fair value*).

A tabela 8 exemplifica a divulgação do fluxo de caixa descontado apresentado pela *Hess Corporation* (2008, p. 79). A empresa calcula os futuros fluxos de caixa líquidos levando em consideração os preços de venda do petróleo no fim do ano e as estimativas da produção futura de reservas provadas. Desses valores são subtraídos custos futuros estimados de desenvolvimento e produção. Desconta-se a uma taxa de 10%. Como já mencionado, não incluem despesas de exploração, juros ou gastos corporativos e despesas gerais e administrativas (*overhead*).

Tabela 8 – Fluxo de Caixa Descontado da *Hess Corporation* no Ano de 2008

<i>At December 31</i>	Total	United States	Europe	Africa	Asia and Other
	<i>(Millions of dollars)</i>				
2008					
Future revenues	46.846	9.801	15.757	12.332	8.956
Less:					
Future production costs	15.884	3.422	5.998	3.763	2.701
Future development costs	10.649	1.983	4.014	1.781	2.871
Future income tax expenses	9.299	1.467	2.741	4.44	651
	35.832	6.872	12.753	9.984	6.223
Future net cash flows	11.014	2.929	3.004	2.348	2.733
Less: discount at 10% annual rate	4.050	1.602	984	493	971
Standardized measure of discounted future net cash flows	6.964	1.327	2.020	1.855	1.762

Fonte – Relatório 10-K da empresa

A baixa do ativo, sobretudo se considerada permanente, está associada principalmente a eventos econômicos, ou seja, à exposição econômica que os ativos de petróleo e gás estão sujeitos. Além disso, na indústria de petróleo e gás, poderá ser indicação do índice de sucesso das empresas e de retorno de seus investimentos na atividade de E&P.

5 METODOLOGIA DA PESQUISA

5.1 TIPOLOGIA DA PESQUISA

De forma geral, o presente trabalho propõe, de acordo com as definições de Martins (2002, p. 34), um estudo empírico-analítico no setor petrolífero. Para esse autor, os estudos empírico-analíticos:

[...] são abordagens que apresentam em comum a utilização de técnicas de coleta, tratamento e análise de dados marcadamente quantitativas. Privilegiam estudos práticos. Suas propostas têm caráter técnico, restaurador e incrementalista. Têm forte preocupação com a relação causal entre variáveis. A validação da prova científica é buscada através de testes dos instrumentos e sistematização das definições operacionais.

Inicialmente, apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre o tema estudado. Nas palavras de Koche (2003, p. 122), a pesquisa bibliográfica:

é a que se desenvolve tentando explicar um problema, utilizando o conhecimento disponível a partir de teorias publicadas em livros ou obras congêneres. Na pesquisa bibliográfica o investigador irá levantar o conhecimento disponível na área, identificando as teorias produzidas, analisando-as e avaliando sua contribuição para auxiliar a compreender ou explicar o problema objeto de investigação. O objetivo da pesquisa bibliográfica, portanto, é o de conhecer e analisar as principais contribuições teóricas existentes sobre um determinado tema ou problema, tornando-se um instrumento indispensável para qualquer pesquisa.

Neste trabalho, a pesquisa bibliográfica objetiva suportar a identificação das variáveis que afetam o valor da despesa de *impairment* atribuída aos ativos de E&P.

Posteriormente, inicia-se a pesquisa descritiva, que objetiva identificar a possível relação entre as variáveis identificadas sem manipulá-las. De acordo com Koche (2003, p. 124):

A pesquisa descritiva estuda as relações entre as variáveis de um dado fenômeno [...] Não há manipulação *a priori* das variáveis. É feita a constatação de sua manipulação *a posteriori* [...] Na área das ciências humanas e sociais, além de problemas éticos envolvidos, é muito difícil operacionalizar a manipulação *a priori* das variáveis, pela natureza dessas variáveis [...] Se, por um lado, a pesquisa experimental oferece rigor no controle tornando mais precisos os seus resultados, por outro, perde espontaneidade, naturalidade e grau de generalização, que é bem maior na pesquisa descritiva.

Ainda, a apresentação das normas norte-americanas, internacionais e brasileiras, relativas aos procedimentos do reconhecimento da perda de recuperabilidade do ativo (*impairment*) e o levantamento dos valores das variáveis identificadas assumem as características de uma pesquisa documental, principalmente na etapa de coleta de dados nos relatórios financeiros das empresas selecionadas.

5.2 CARACTERIZAÇÃO DA AMOSTRA

A seleção das empresas para a pesquisa descritiva foi feita de forma não probabilística e por conveniência do pesquisador, tendo como premissa, de acordo com a figura 1, o teste de *impairment* de reservas provadas em empresas que adotam o método de capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos. Essas empresas estão no escopo da IAS nº 36 e da SFAS nº 144, as principais normas que orientam o teste de *impairment*.

A delimitação de *impairment* em propriedades provadas é justificada, como apresentado no item 4.2 deste trabalho, por serem esses os principais ativos de uma empresa exploradora e produtora de petróleo.

A escolha de empresas que seguem o método de capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos foi feita levando em consideração as afirmações de Johnston e Johnston (2006) sobre os métodos de capitalização. Para esses autores, o método *successful efforts* é utilizado por empresas integradas e de grande porte.

Essas afirmações são corroboradas por Godoy (2004, p. 134):

Uma das características do método de capitalização *Full Cost*, a agregação dos gastos capitalizados por área geográfica (país), reflete as características das empresas menores, não integradas ou independentes, que possuem poucas unidades produtivas. Já o método dos Esforços Bem Sucedidos, ao exigir a agregação dos custos por campos, reflete muito mais a necessidade informações dos usuários e as características de empresas maiores e integradas (várias unidades produtivas em vários países).

Foi levada, ainda, em consideração a necessidade de listagem das empresas na NYSE. Essas empresas seguem a normatização da SEC para a elaboração de seus relatórios anuais. O

objetivo foi padronizar ao máximo as análises realizadas neste estudo e abordar o mercado de capitais no qual estão listadas as principais indústrias petrolíferas do mundo⁴⁹.

Assim, foram considerados os seguintes parâmetros para a seleção das empresas listadas na NYSE:

- (i) indústria: petróleo e gás;
- (ii) supersetor: petróleo e gás;
- (iii) setor: produção de petróleo e gás;
- (iv) subsetor: integrado de petróleo e gás.

O quadro 8 apresenta as empresas selecionadas.

Empresa	Sigla	País Sede	Característica	Relatório
1 BP p.l.c.	BP	Reino Unido	Integrada	20-F
2 Chevron Corporation	CVX	EUA	Integrada	10-K
3 China Petroleum & Chemical Corporation	SNP	China	Integrada	20-F
4 ConocoPhillips	COP	EUA	Integrada	10-K
5 ENI S.p.A.	E	Itália	Integrada	20-F
6 Exxon Mobil Corporation	XOM	EUA	Integrada	10-K
7 Hess Corporation	HES	EUA	Integrada	10-K
8 Marathon Oil Corporation	MRO	EUA	Integrada	10-K
9 Murphy Oil Corporation	MUR	EUA	Integrada	10-K
10 Petro-Canada	PCZ	Canadá	Integrada	40-F
11 Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.	PBR	Brasil	Integrada	20-F
12 PetroChina Company Limited	PTR	China	Integrada	20-F
13 Repsol International Capital Limited	REPPRA	Espanha	Integrada	20-F
14 Royal Dutch Shell plc	RDS.A	Holanda	Integrada	20-F
15 Sasol Limited	SSL	África do Sul	Integrada	20-F
16 StatoilHydro ASA	STO	Noruega	Integrada	20-F
17 Suncor Energy Inc.	SU	Canadá	Integrada	40-F
18 TOTAL S.A.	TOT	França	Integrada	20-F
19 YPF Sociedad Anónima	YPF	Argentina	Integrada	20-F

Quadro 8 – Amostra Selecionada: Empresas Petrolíferas Integradas Listadas na NYSE

Fonte – Elaborado pelo autor

Inicialmente, o período de tempo determinado para a coleta dos dados foi referente aos relatórios dos exercícios sociais de 2002 a 2008. Esse intervalo de tempo foi definido com base na vigência da norma SFAS nº 144, emitida em agosto de 2001 e exigida para os exercícios sociais de 2002. No entanto, nem todas as empresas tinham seus relatórios arquivados na NYSE para o ano de 2002 e, consequentemente, não estavam sob as exigências

⁴⁹ A NYSE é um dos maiores mercados de capitais do mundo e lista as principais empresas mundiais. Em 10 de outubro de 2008, por exemplo, registrou um total de 7.341.505.961 ações negociadas (NYSE, 2009).

da SEC. Assim, para uma maior padronização da amostra, foi determinado o levantamento dos relatórios a partir do ano de 2003, obtendo-se 19 empresas, 6 anos de análise para cada uma e 114 empresas-ano.

Em resumo, foram excluídas da amostra: (i) as empresas que utilizam como método de contabilização o *Full Cost* (Capitalização Total) e (ii) os relatórios das empresas integradas do exercício de 2002. Essas restrições justificam-se: (i) pelo fato de as empresas que seguem o método da Capitalização Total serem pequenas, não integradas (independentes) e realizarem o teste de *impairment* de propriedades provadas de acordo com a *Regulation S-X Rule 4-10*, fora do escopo deste trabalho e (ii) para uma maior padronização da amostra, já que das empresas inicialmente selecionadas, nem todas tinham relatórios arquivados na NYSE desde o ano de 2002.

5.3 COLETA E TRATAMENTO DOS DADOS

Definida a amostra, foi feita a pesquisa documental mediante a extração dos dados necessários dos Formulários 10-K, no caso de empresas norte-americanas, Formulários 20-F, no caso de empresas estrangeiras e Formulários 40-F, no caso de empresas canadenses. Os relatórios foram obtidos por meio da *internet*, utilizando o *site* da NYSE.

Foram levantados os valores das seguintes variáveis para cada empresa em cada um dos anos:

- ativo total;
- ativo atribuído à atividade de E&P;
- lucro total;
- lucro atribuído à atividade de E&P;
- despesa de *impairment* total;
- despesa de *impairment* atribuída aos ativos de E&P;
- volume de reservas provadas;
- volume de produção;
- volume de descobertas;
- volume de revisões;

- volume de melhorias de recuperação;
- volume de compras;
- volume de vendas e
- valor de realização (venda) do petróleo.

Os valores das variáveis relacionadas a ativo, lucro, preço de venda do petróleo e despesa de *impairment* foram levantados em dólares.

Os valores das variáveis relacionadas a volumes foram levantadas em barris, para os volumes de óleo (petróleo) e em pés cúbicos (*feet cubic*), para os volumes de gás. Posteriormente, os volumes de gás foram transformados em Barril de Óleo Equivalente (BOE). Cada barril de óleo corresponde a aproximadamente 6.000 pés cúbicos de gás⁵⁰. Após essa transformação, as variáveis de gás foram somadas às suas respectivas variáveis equivalentes de óleo. O objetivo foi obter valores de cada variável que representasse o volume energético disponível à empresa.

Por exemplo, o volume de descobertas (ou compra ou venda ou produção) de uma empresa para determinado ano foi levantado em óleo e gás. O valor de descobertas de gás foi transformado em óleo equivalente e somado ao volume de descobertas (ou compra ou venda ou produção) de óleo. Assim, obteve-se um único valor para a variável descoberta (compra, venda ou produção), representando o volume energético descoberto (comprado, vendido ou produzido) pela empresa naquele ano.

Assim, realizados esses tratamentos, obtiveram-se 9 variáveis com as seguintes medidas:

- despesas de *impairment* atribuídas aos ativos de E&P → dólares (U\$);
- reservas provadas de óleo e gás → barril de óleo equivalente (BOE);
- produção de óleo e gás → barril de óleo equivalente (BOE);
- descobertas de óleo e gás → barril de óleo equivalente (BOE);
- revisões de óleo e gás → barril de óleo equivalente (BOE);
- melhorias de recuperação de óleo e gás → barril de óleo equivalente (BOE);
- compras de óleo e gás → barril de óleo equivalente (BOE);
- vendas de óleo e gás → barril de óleo equivalente (BOE) e
- valor de realização (venda) do petróleo → dólares (U\$).

⁵⁰ Definição do *site* da PETRO BRAS
http://www2.petrobras.com.br/ri/port/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/ManualProcedimentos_ConversaoDeUnidades.asp

Posteriormente, as variáveis “descobertas”, “revisões” e “melhorias na recuperação” foram somadas, constituindo uma única variável chamada “Desc”, e foi calculada a diferença entre as variáveis “compras de óleo e gás” e “venda de óleo e gás”, com o objetivo de se obter um valor líquido, que constituiu a variável “COMP_VEND”.

Após essas transformações, foi calculado para cada variável o *Score* Padrão (z). De acordo com Triola (2008, p. 89), a técnica de cálculo do *Score* Padrão (z) transforma determinado conjunto de dados para uma escala padronizada. Assim, torna-se possível a comparação entre variáveis que, eventualmente, estejam mensuradas em escalas (medidas) diferentes, como é o caso de reservas (em BOE) e preço do petróleo (em dólar). Após a transformação, os dados ficam mensurados pelo número de desvios-padrões a que se situam da média. É encontrado usando-se a seguinte expressão (amostral):

$$z = \frac{X - X_{\text{médio}}}{s} \quad (1)$$

O quadro 9 resume as variáveis com as quais foi a transformação em *Score* Padrão e posterior análise de influência entre elas.

Variáveis	Sigla	Medida	Formação
Despesas de <i>impairment</i> atribuídas aos ativos de E&P	DI_EP	Dólar (US\$)	Despesa de <i>impairment</i> divulgada pela empresa e atribuída ao segmento (ativos) de E&P para determinado ano.
Reservas provadas de óleo e gás	RP_BOE	BOE	Soma das reservas provadas de óleo com as reservas provadas de gás para o final do respectivo ano.
Produção de óleo e gás	Prod_BOE	BOE	Soma da produção de óleo com a produção de gás para o final do respectivo ano.
Descobertas de óleo e gás	Desc_BOE	BOE	Soma das descobertas, das revisões e das melhorias de recuperação de óleo e gás para o final do respectivo ano.
Líquido (compra - venda)	COMP_VEND	BOE	Diferença entre o volume comprado e o vendido de óleo e gás para se obter um volume líquido de reservas para determinado ano.
Preço do petróleo	PREÇO_PETRO	Dólar (US\$)	Valor de realização (venda) do petróleo da empresa para o respectivo ano.

Quadro 9 – Variáveis da Análise

Fonte – Elaborado pelo autor

Para a análise da influência que cada variável exerce sobre a despesa de *impairment* foi calculado o coeficiente de correlação linear (r), que mede a intensidade da relação entre os valores de uma amostra. Esse valor é chamado também de coeficiente de correlação do produto de momentos de *Pearson*⁵¹, expresso da seguinte forma:

⁵¹ Em homenagem a *Karl Pearson*, que o desenvolveu originalmente (GUJARATI, 2000).

$$r = \frac{n(\sum xy) - (\sum x)(\sum y)}{\sqrt{n(\sum x^2) - (\sum x)^2} \sqrt{n(\sum y^2) - (\sum y)^2}} \quad (2)$$

Em que:

n : representa o número de pares de dados presentes na amostra;

$\sum x$: representa a soma de todos os valores de x ;

$\sum x^2$: indica que cada valor de x deve ser elevado ao quadrado e então somados;

$(\sum x)^2$: indica que os valores de x devem ser somados e então elevado ao quadrado;

$\sum y$: representa a soma de todos os valores de y ;

$\sum y^2$: indica que cada valor de y deve ser elevado ao quadrado e então somados;

$(\sum y)^2$: indica que os valores de y devem ser somados e então elevado ao quadrado;

$\sum xy$: indica que cada valor de x deve ser multiplicado pelo seu valor correspondente de y e esses produtos devem ser somados e

r : coeficiente de correlação linear para uma amostra.

O valor de r estará sempre entre -1 e +1, inclusive. Se r estiver muito próximo de 0, a conclusão é de que não há relação significativa entre as variáveis, mas, se r estiver próximo de -1 ou +1, a conclusão é de que há uma relação significativa entre as variáveis.

Quando a correlação atinge -1, é denominada correlação negativa perfeita. As variáveis estão perfeitamente associadas, ou seja, elas se comportam de forma inversa: à medida que uma delas aumenta a outra diminui e, assim, vice-versa. Quando a correlação atinge +1, é denominada correlação positiva perfeita. As variáveis estão perfeitamente associadas, ou seja, elas se comportam no mesmo sentido: à medida que uma delas aumenta a outra também aumenta e, assim, vice-versa (CORRAR, PAULO e DIAS FILHO, 2007; TRIOLA, 2008).

Neste trabalho, o cálculo do coeficiente de correlação pressupõe a dependência de uma variável (variável dependente – DIE&P) em relação a uma ou mais variáveis (variáveis explicativas – demais variáveis) com base em conceitos e definições operacionais e, por isso, pode ser utilizado como ferramenta para a análise de influência.

É importante ressaltar que o resultado de dependência entre duas ou mais variáveis são utilizados como indícios que integram uma análise bem mais ampla. Para isso, não se utiliza apenas um ou outro resultado deste ou daquele valor de r para se chegar a maiores conclusões,

mas, sim, um conjunto de informações estatísticas e teóricas que estiverem à disposição (GUJARATI, 2000).

Assim, a utilização de técnicas quantitativas, como o cálculo de correlação utilizado neste trabalho, não confere o caráter objetivo que as ciências exatas possuem naturalmente. Portanto, as conclusões e inferências que este trabalho busca sempre serão dependentes da interpretação do autor, que deverá buscar um embasamento teórico que seja capaz de sustentar os resultados encontrados. Com base nessa preocupação, inicialmente foi apresentada uma revisão teórica e conceitual sobre o tema estudado.

A análise foi feita calculando-se coeficientes de correlação para as 19 empresas selecionadas, cada uma em um período de tempo de 6 anos. Os resultados foram, então, avaliados em conjunto, não se atendo aos resultados individuais de cada empresa.

Tais observações são feitas com o objetivo de minimizar uma das possíveis críticas comumente levantadas em pesquisas empíricas em contabilidade: a de que os resultados são pontuais e localizados, não refletindo a realidade econômica subjacente.

Destaca-se, ainda, que o objetivo do cálculo do coeficiente de correlação não está ligado à formulação de modelos de regressão que objetivam prever o valor da despesa de *impairment*. Pretende-se identificar indícios do comportamento das variáveis levantadas para que, a partir deles, possam ser realizadas inferências acerca de fatores que influenciam o valor da despesa de *impairment* atribuída ao segmento de E&P.

Além dos coeficientes de correlação, foram, ainda, calculadas estatísticas descritivas básicas sobre as variáveis levantadas com o objetivo de se caracterizar a amostra selecionada.

6 RESULTADOS

6.1 ASPECTOS GERAIS

Das 19 empresas selecionadas para amostra, com 6 anos para cada empresa, foram consultados 114 relatórios financeiros. Desse total, 12 (11%) foram do tipo 40-F; 66 (58%) foram do tipo 20-F e 36 (32%) foram do tipo 10-K. Já com relação à consolidação das demonstrações financeiras, 76 (67%) consolidaram suas informações em US GAAP e 38 (32%) em IFRS. Depreende-se, portanto, que a maioria das empresas da amostra é de títulos privados estrangeiros e preferem as normas norte-americanas para a consolidação de suas demonstrações financeiras.

Um fato a ser destacado é a consolidação das informações contábeis da Petrobras, empresa petrolífera brasileira que faz parte da amostra selecionada. Em todos os anos de análise a empresa consolidou suas informações em US GAAP. Mesmo em 2008, ano em que o processo de convergência de normas contábeis brasileiras às internacionais estava em alta no país, a empresa preferiu divulgar suas informações sob as orientações do FASB.

O maior ativo total divulgado foi o da *Royal Dutch Shell* no valor de 282.401 milhões de dólares (2008) e o menor foi da *Murphy Oil Corporation* no valor de 4.769 milhões de dólares (2003). Já com relação ao lucro, o maior valor divulgado foi de 45.220 milhões de dólares da *Exxon Mobil Corporation* (2008) e o menor foi o prejuízo declarado pela *ConocoPhillips* no valor de (16.998) milhões de dólares em 2008.

O prejuízo declarado pela *ConocoPhillips* foi justificado pela empresa como sendo consequência do reconhecimento de: (i) 25.443 milhões de dólares de *impairment* de *goodwill* no segmento de E&P; (ii) 7.410 milhões de dólares de *impairment* nos investimentos da empresa em LUKOIL⁵² e (iii) devido ao aumento de *impairment* de ativos dos segmentos de E&P e de Refino & *Marketing*, que incluem 4,5 bilhões de dólares devido à expropriação de ativos em terras venezuelanas.

O máximo de divisão dos negócios de uma empresa foi em 10 segmentos (*Operating Segments*), divulgado pela *Sasol Limited* nos anos de 2007 e 2008, e o mínimo em 2

⁵² Consiste em um segmento da *ConocoPhillips* com investimentos no patrimônio líquido (ações ordinárias) da OAO LUKOIL, uma indústria internacional e integrada de petróleo e gás situada na Rússia (CONOCOPHILLIPS, 2008)

segmentos, divulgados pela *British Petroleum* em 2008 e pelas *Hess Corporation*, *Murphy Oil Corporation* e *Petro-Canada* de 2003 a 2008.

Especificamente com relação ao segmento de E&P, o maior valor de ativo registrado foi de 136.665 milhões de dólares, da *British Petroleum* no ano 2008. No entanto, essa não foi a maior participação do ativo de E&P no ativo total de uma empresa. Com essa marca ficou a *Hess Corporation* no ano de 2004, com 99% de seus ativos sendo designados como de E&P.

O menor ativo de E&P foi divulgado pela *Murphy Oil Corporation*, no valor de 2.888,5 milhões de dólares no ano de 2003. Já a empresa que divulgou a menor participação dos ativos de E&P em seu ativo total foi a *China Petroleum & Chemical Corporation*, nos anos de 2004 e 2005, no valor de 23%.

Com relação ao lucro de E&P, o maior valor foi 37.915 milhões de dólares, da *British Petroleum* no ano 2008. No entanto, essa não foi a maior participação do lucro de E&P no lucro total de uma empresa. Com essa marca ficou a *China Petroleum & Chemical Corporation* no ano de 2008, com a expressiva participação de 237% de seu lucro designado como sendo de E&P. Esse valor é devido ao lucro desse segmento ter sido quase 3 vezes maior que o lucro total divulgado pela empresa. Essa situação é plenamente justificável já que os outros segmentos registraram prejuízos e o lucro do segmento de E&P foi suficiente para saná-los e dar resultado positivo à empresa.

A empresa que divulgou a menor participação dos lucros de E&P em seu lucro total foi a *ConocoPhillips*. Como já mencionado, a empresa registrou em 2008 um prejuízo de (16.998) milhões de dólares, dos quais 79% (13.479 milhões de dólares) foi atribuído ao segmento.

A tabela 9 resume as estatísticas básicas e descritivas das variáveis levantadas, considerando todo o conjunto de 114 empresas-ano.

Tabela 9 – Estatísticas Básicas e Descritivas das Variáveis Levantadas

Estatística	AT	A_EP	A_EP/AT	LUCRO	LUCRO_EP	L_EP/LT
Mínimo	4.769.808.000	2.888.500.000	18%	(16.998.000.000)	(13.479.000.000)	39%
Quartil 1	19.454.477.331	12.391.411.100	36%	2.409.204.248	1.924.491.853	66%
Quartil 2	60.576.819.150	22.586.810.868	50%	7.445.526.427	5.603.000.000	81%
Quartil 3	122.405.025.465	57.364.172.858	61%	15.326.525.176	12.909.555.424	96%
Máximo	282.401.000.000	136.665.000.000	99%	45.220.000.000	37.915.000.000	237%
Média	80.774.582.895	37.266.733.917	51%	10.427.296.420	8.713.895.749	83%
DP	72.933.959.868	33.720.876.733	18%	10.427.259.159	9.474.544.509	27%

Fonte – Elaborada pelo autor

Com relação às reservas provadas e suas variações, apresentam-se as seguintes observações:

- A empresa que divulgou o maior volume de reservas provadas (de óleo e gás) foi a *PetroChina Company Limited* no ano de 2008 e o menor foi da *Sasol Limited* no ano de 2004.
- A maior revisão das estimativas foi feita pela *Exxon Mobil Corporation* no ano de 2007 e a menor pela Petrobras no ano de 2008.
- A maior melhoria na recuperação de óleo e gás foi divulgada pela Petrobras em 2004 e a menor foi da *Murphy Oil Corporation* no ano de 2006.
- A maior descoberta divulgada foi da *PetroChina Company Limited* no ano de 2008, já a menor foi pela *Sasol Limited* em 2006.
- O maior volume produzido foi divulgado pela *BP p.l.c.* no ano de 2005, já o menor foi pela *Sasol Limited* no ano de 2004 (observa-se que, na tabela, a maior quantidade produzida (1.455.000.000) está referenciada no item “mínimo”, e a menor quantidade produzida (1.501.167) está referenciado no item “máximo. Isso ocorre devido ao fato de a variável “produção” ser sempre expressa em valores negativos).
- A maior compra de óleo e gás realizada foi feita pela *BP p.l.c* no ano de 2003, já a menor foi feita pela *Hess Corporation* em 2004.
- A maior venda realizada foi feita pela *ConocoPhillips* no ano de 2007 e a menor foi feita pela *Suncor Energy Inc.* nos anos de 2005 e 2007.
- O maior preço de venda do petróleo foi realizado pela *Marathon Oil Corporation* em 2008 e o menor pela *ENI S.p.A.* em 2003.

A tabela 10 resume as estatísticas básicas e descritivas de reservas provadas e suas variações:

Tabela 10 – Estatísticas Básicas e Descritivas de Reservas Provadas e suas Alterações

Estatística	RP_BOE	Rev_BOE	Melh_BOE	Desc_BOE	Prod_BOE	Com_BOE	Vend_BOE	PREÇO_PETRO
Mínimo	7.939.667	(665.483.333)	(7.116.667)	100.000	(1.455.000.000)	166.667	(1.178.666.667)	20,84
Quartil 1	1.194.500.000	(36.833.333)	14.750.000	51.904.167	(856.000.000)	3.683.333	(126.166.667)	33,74
Quartil 2	5.775.500.000	57.666.667	35.101.667	176.833.333	(561.000.000)	27.166.667	(30.469.500)	48,87
Quartil 3	11.034.166.667	262.666.667	103.000.000	550.875.000	(134.333.333)	106.833.333	(10.500.000)	65,13
Máximo	21.419.166.667	1.051.833.333	63.406.666.667	1.981.500.000	(1.501.167)	1.656.333.333	(166.667)	109,49
Média	6.845.001.010	102.373.613	937.508.598	351.848.741	(565.369.909)	163.010.813	(121.837.244)	52,06
DP	6.038.191.867	302.535.613	7.312.165.709	446.695.933	446.450.287	328.915.498	228.472.744	20,77

Fonte – Elaborada pelo autor

Em uma análise empresa por empresa, considerando a média dos valores das variáveis levantadas durante os 6 anos de análise, verifica-se que aquela que apresentou maior ativo

total médio foi a *Royal Dutch Shell plc*. Essa foi também a empresa que apresentou o maior valor absoluto dessa variável. Já o menor valor médio foi atribuído à *Murphy Oil Corporation*, que corresponde à mesma empresa que divulgou o menor valor absoluto dessa variável.

A empresa que teve a maior média de lucro foi a *Exxon Mobil Corporation*, que foi aquela que divulgou o maior valor absoluto de lucro. O menor resultado médio foi divulgado pela *Murphy Oil Corporation*. Nesse item, como já mencionado, a empresa que divulgou o menor resultado absoluto foi a *ConocoPhillips*. No entanto, apesar de ser responsável pelo maior prejuízo divulgado pelas empresas da amostra, os valores positivos nos anos anteriores fizeram com que seu desempenho (lucro) médio ao longo dos anos estudados fosse satisfatório (6.139 milhões).

Com relação ao segmento de E&P, a empresa que apresentou o maior valor médio de ativo foi a *British Petroleum*. Essa foi também a empresa que divulgou o maior valor absoluto para essa variável, no ano de 2008. O menor valor médio foi atribuído à *Murphy Oil Corporation*, responsável, igualmente, pelo menor valor absoluto de ativo de E&P.

A empresa que possuiu, na média, maior quantidade de ativos como sendo de E&P foi a *Hess Corporation*, também responsável pela maior participação absoluta. Já a menor participação foi atribuída à *China Petroleum & Chemical Corporation*, também responsável por essa participação em valores absolutos.

O maior resultado médio de E&P foi divulgado pela *British Petroleum*, que foi também a empresa que divulgou o maior valor absoluto. Já o menor valor médio foi divulgado pela *Murphy Oil Corporation*. O menor resultado absoluto de E&P, como já mencionado, foi divulgado pela *ConocoPhillips*, no entanto os resultados positivos nos anos anteriores elevaram a média da empresa nos anos estudados.

Na média, a maior participação dos lucros de E&P no lucro total da empresa foi divulgada pela *British Petroleum*. No entanto em valores absolutos, como mencionado, o maior lucro de E&P é atribuído à *China Petroleum & Chemical Corporation*. Essa diferença é justificável pelo fato de essa última ter apresentado uma participação alta apenas no ano de 2008, tendo nos anos anteriores uma média de 60% de participação.

A tabela 11 resume os valores médios para as variáveis levantadas:

Tabela 11 – Médias das Variáveis por Empresa – 2003 a 2008

NOME	AT	A EP	A EP/AT	LUCRO	LUCRO EP	L EP/LT	SEGMENTOS
BP p.l.c.	209.325.000.000	103.401.833.333	49%	19.682.666.667	25.879.333.333	130%	3
Chevron Corporation	123.841.666.667	70.651.166.667	56%	15.735.666.667	12.873.500.000	81%	3
China Petroleum & Chemical Corporation	78.005.586.165	20.545.159.707	26%	7.830.813.628	6.009.729.742	89%	4
ConocoPhillips	127.953.000.000	81.915.333.333	63%	6.139.333.333	3.236.333.333	67%	6
ENI S.p.A.	66.924.997.039	22.639.850.749	34%	11.976.365.330	8.903.559.208	73%	5
Exxon Mobil Corporation	211.169.666.667	92.211.666.667	44%	34.716.666.667	23.942.500.000	68%	3
Hess Corporation	21.455.333.333	19.496.500.000	91%	1.471.166.667	1.431.000.000	94%	2
Marathon Oil Corporation	31.277.666.667	18.219.000.000	60%	4.120.166.667	2.118.500.000	53%	3
Murphy Oil Corporation	7.641.202.500	4.555.783.333	59%	793.983.333	739.600.000	96%	2
Petro-Canada	18.820.105.510	12.657.813.222	68%	1.795.933.470	1.632.804.830	89%	2
Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.	91.570.333.333	36.092.500.000	39%	11.322.666.667	11.329.833.333	97%	5
PetroChina Company Limited	112.076.018.318	62.517.795.816	56%	22.736.136.644	24.364.535.990	104%	4
Repsol International Capital Limited	31.369.102.644	11.690.922.356	38%	4.007.593.260	2.211.078.165	56%	4
Royal Dutch Shell plc	227.312.500.000	71.008.500.000	32%	23.693.333.333	13.741.500.000	59%	5
Sasol Limited	13.839.875.552	5.106.749.937	36%	2.576.796.381	2.140.559.736	82%	9
StatoilHydro ASA	56.521.151.944	33.626.199.355	61%	17.418.664.849	15.652.158.323	88%	4
Suncor Energy Inc.	16.392.936.507	13.909.460.794	86%	1.540.340.277	1.701.353.662	108%	4
TOTAL S.A.	76.535.497.854	22.719.295.426	30%	8.141.111.477	5.808.542.379	72%	3
YPF Sociedad Anónima	11.798.562.765	5.931.119.337	50%	2.584.924.728	2.141.442.104	84%	3

Fonte – Elaborada pelo autor

A análise empresa por empresa, considerando a média dos valores nos 6 anos, também foi feita considerando as variáveis de reservas e preço do petróleo. A tabela 12 resume os valores médios para essas variáveis:

Tabela 12 – Médias das Variáveis por Empresa – 2003 a 2008

NOME	RP_BOE	PREÇO_PETRO
BP p.l.c.	17.767.805.556	57,05
Chevron Corporation	8.468.944.444	52,73
China Petroleum & Chemical Corporation	3.857.638.889	52,13
ConocoPhillips	8.947.833.333	57,49
ENI S.p.A.	6.753.416.667	40,02
Exxon Mobil Corporation	13.898.527.778	53,90
Hess Corporation	1.196.416.667	49,08
Marathon Oil Corporation	1.192.555.556	63,20
Murphy Oil Corporation	261.163.889	48,53
Petro-Canada	851.638.889	55,27
Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.	11.562.383.333	45,53
PetroChina Company Limited	20.038.611.111	53,68
Repsol International Capital Limited	3.458.334.867	37,96
Royal Dutch Shell plc	11.406.694.444	52,61
Sasol Limited	185.261.267	51,41
StatoilHydro ASA	4.873.944.444	57,87
Suncor Energy Inc.	2.289.194.444	61,88
TOTAL S.A.	10.568.361.111	56,65
YPF Sociedad Anónima	1.686.900.000	36,10

Fonte – Elaborada pelo autor

A empresa que possuiu a maior média de reservas provadas foi a *PetroChina Company Limited* e a menor foi a *Sasol Limited*. Essas empresas também foram responsáveis por esses valores absolutos.

A empresa que realizou o maior valor de venda foi a *Marathon Oil Corporation* e a *YPF Sociedad Anónima* foi a responsável pelo menor valor. Com relação a valores absolutos, a *Marathon Oil Corporation* foi também a que realizou o maior preço de venda do petróleo, no entanto, o menor foi divulgado pela *ENI S.p.A.*

A tabela 13 ainda resume os valores médios, durante os 6 anos, das variáveis que afetam a quantidade de reservas provadas das empresas levantadas:

Tabela 13 – Médias das Variáveis que Afetam o Volume de Reservas – 2003 a 2008

NOME	Rev_BOE	Melh_BOE	Desc_BOE	Prod_BOE	Com_BOE	Vend_BOE
BP p.l.c.	429.861.111	496.750.000	628.722.222	(1.401.916.667)	375.388.889	(385.055.556)
Chevron Corporation	113.250.000	105.305.556	186.583.333	(828.222.222)	281.444.444	(76.213.889)
China Petroleum & Chemical Corporation	(74.611.111)	130.166.667	288.722.222	(323.277.778)	-	-
ConocoPhillips	6.194.444	61.194.444	480.138.889	(702.722.222)	504.777.778	(253.000.000)
ENI S.p.A.	195.777.778	57.777.778	449.000.000	(611.722.222)	220.233.333	(83.500.000)
Exxon Mobil Corporation	430.277.778	30.266.667	449.388.889	(1.258.944.444)	178.600.000	(199.333.333)
Hess Corporation	78.222.222	7.541.667	71.000.000	(134.805.556)	81.694.444	(50.800.000)
Marathon Oil Corporation	48.055.556	3.833.333	76.694.444	(129.916.667)	15.380.000	(61.200.000)
Murphy Oil Corporation	(1.794.444)	7.305.556	39.152.778	(37.627.778)	16.316.667	(12.766.667)
Petro-Canada	70.888.889	-	40.194.444	(119.444.444)	23.305.556	(12.333.333)
Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.	85.688.889	10.590.691.667	636.605.556	(754.994.444)	172.910.000	(13.216.667)
PetroChina Company Limited	84.916.667	88.861.111	1.503.555.556	(1.065.805.556)	-	-
Repsol International Capital Limited	(196.077.333)	15.674.300	76.737.933	(395.800.433)	112.641.200	(20.761.667)
Royal Dutch Shell plc	91.944.444	58.277.778	871.333.333	(1.223.333.333)	38.333.333	(283.083.333)
Sasol Limited	3.457.296	41.233.333	550.000	(7.858.407)	-	-
StatoilHydro ASA	266.611.111	-	136.694.444	(507.694.444)	107.555.556	(14.708.333)
Suncor Energy Inc.	97.000.000	150.777.778	5.888.889	(45.777.778)	2.750.000	(166.667)
TOTAL S.A.	314.222.222	-	472.638.889	(867.666.667)	42.100.000	(127.138.889)
YPF Sociedad Anónima	(116.500.000)	-	37.400.000	(246.733.333)	-	(12.500.000)

Fonte – Elaborada pelo autor

Algumas observações sobre esses valores são necessárias.

Destaca-se o expressivo valor médio (10.590 milhões de BOE) relacionado a melhorias na recuperação realizadas pela Petrobras. Esse valor é alto devido, principalmente, a uma melhoria na recuperação de petróleo e gás liquefeito realizada no ano de 2004 no volume de 63.406 milhões BOE.

Destaca-se também o expressivo valor médio de descobertas (1.503 milhões de BOE) da *PetroChina Company Limited*. Na verdade, ela é a empresa com a maior média de descobertas de óleo e gás, e esses valores não são influenciados esporadicamente por valores altos. Nos anos estudados, a empresa manteve crescentes os altos valores de descobertas: 963.666.667, 1.307.166.667, 1.273.500.000, 1.676.333.333, 1.819.166.667 e 1.981.500.000 BOE para os anos de 2003, 2004, 2005, 2006, 2007 e 2008, respectivamente.

Com relação à variável produção, destacam-se os altos volumes médios produzidos pela *BP p.l.c.* (1.401 milhões de BOE), pela *Exxon Mobil Corporation* (1.258 milhões de BOE), pela *PetroChina Company Limited* (1.065 milhões de BOE) e pela *Royal Dutch Shell plc* (1.223 milhões de BOE).

As variáveis foram, ainda, analisadas em seus valores médios ano a ano, considerando as 19 empresas. Destaca-se a tendência de crescimento observada em quase todas as variáveis. Apenas o Lucro Total Médio das empresas cresceu até 2007 e caiu em 2008. O gráfico 3 ilustra essa tendência.

Gráfico 3 – Média Anual das Variáveis Identificadas

Fonte – Elaborado pelo autor

Foram também considerados os valores médios anuais das variáveis de reservas e suas alterações. A tabela 14 resume esses dados:

Tabela 14 – Médias das Variáveis que Afetam o Volume de Reservas – 2003 a 2008

NOME	RP_BOE	Rev_BOE	Melh_BOE	Desc_BOE	Prod_BOE	Com_BOE	Vend_BOE	PREÇO_PETRO
2003	6.857.210.921	47.782.465	84.153.596	436.526.860	(544.095.474)	187.534.228	(110.944.737)	27,33
2004	6.668.465.325	(57.246.377)	3.385.355.053	353.145.114	(550.427.281)	83.433.149	(51.750.886)	33,97
2005	6.652.305.298	73.611.562	47.012.632	315.824.833	(552.637.589)	152.789.219	(43.349.930)	46,08
2006	6.779.549.675	112.696.307	80.332.579	329.023.991	(570.203.781)	97.623.509	(54.252.781)	57,60
2007	6.674.056.360	202.752.140	44.699.026	373.654.974	(569.717.149)	67.391.263	(178.791.228)	64,03
2008	7.078.155.272	207.705.158	59.138.947	228.843.254	(503.266.079)	37.533.333	(41.846.930)	83,34

Fonte – Elaborada pelo autor

Destaca-se as médias uniformes observadas para as variáveis Reservas Provadas (RP_BOE) e Produção (Prod_BOE), a tendência de crescimento observada na variável Preço de Realização do Petróleo (PREÇO_PETRO) e o alto valor médio de melhorias de recuperação para o ano de 2004, impulsionado, principalmente, pelo alto valor dessa variável divulgado pela Petrobras.

6.2 DESPESAS DE *IMPAIRMENT*

As médias, considerando as 114 empresas-ano, foram de 270.924.441 dólares de *impairment* total e 119.828.085 dólares de *impairment* atribuídos ao segmento de Exploração e Produção.

O maior valor de *impairment* divulgado foi de 2.455 milhões de dólares, da *PetroChina Company Limited* no ano de 2008, justificados como sendo constituídos de 620 milhões em ativos de E&P e 1.835 milhões em equipamentos e maquinários em geral. Nesse mesmo ano foi divulgada uma revisão negativa de (467.833.333) BOE no volume total de reservas provadas da empresa. Ressalta-se ainda a tendência de crescimento observada na quantidade produzida pela empresa de óleo e gás.

O menor valor foi divulgado pela *YPF Sociedad Anônima* na cifra de 658.762 dólares no ano de 2005. Esse valor foi totalmente atribuído ao segmento de E&P e foi, também, o menor valor divulgado para o segmento. Nesse ano, a empresa atingiu 2.351.749.489 BOE de reservas provadas, o seu maior volume nos anos estudados.

O maior valor de *impairment* atribuído ao segmento de E&P foi feito pela *BP p.l.c.* no ano de 2008, no valor de 1.186 milhões de dólares. Esse valor é atribuído pela empresa, principalmente, à perda de recuperação: (i) em propriedades de óleo e gás no Golfo do México, no valor de \$270 milhões, provocada por revisões decrescentes das reservas; (ii) em ativos de E&P no Vietnã no valor de \$210 milhões, resultado de uma decisão da BP de retirar-se das atividades exploratórias na referida área; (iii) em propriedades de óleo e gás no Egito, no valor de \$85 milhões provocada por aumentos dos custos e (iv) em outros ativos individualmente insignificantes que causaram a perda de \$104 milhões (como divulgado pela empresa). Registra-se ainda a revisão negativa feita pela empresa no ano de 2008 no volume de (593.000.000.000) pés cúbicos em suas reservas de gás.

Foi feita também a análise calculando o valor médio de *impairment*, empresa por empresa, durante os 6 anos estudados. A tabela 15 resume esses valores:

Tabela 15 – Médias de *Impairment* das 19 Empresas (2003 – 2008)

NOME	DI_TOTAL	DI_EP	DI_EP/DI_TOTAL
BP p.l.c.	1.085.833.333	566.333.333	52%
Chevron Corporation	340.000.000	133.000.000	39%
China Petroleum & Chemical Corporation	430.730.006	178.543.090	41%
ConocoPhillips	566.166.667	299.166.667	53%
ENI S.p.A.	304.312.212	177.316.444	58%
Exxon Mobil Corporation	-	-	
Hess Corporation	91.000.000	36.500.000	40%
Marathon Oil Corporation	502.000.000	24.000.000	5%
Murphy Oil Corporation	14.990.750	2.800.000	19%
Petro-Canada	59.055.114	59.055.114	100%
Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.	183.666.667	138.833.333	76%
PetroChina Company Limited	640.799.873	299.510.277	47%
Repsol International Capital Limited	118.302.696	76.341.597	65%
Royal Dutch Shell plc	808.333.333	265.833.333	33%
Sasol Limited	61.610.899	13.108.335	21%
StatoilHydro ASA	335.899.689	283.572.928	84%
Suncor Energy Inc.	7.995.335	7.995.335	100%
TOTAL S.A.	173.535.605	90.357.139	52%
YPF Sociedad Anónima	26.204.197	26.204.197	100%

Fonte – Elaborada pelo autor

Apesar de a *PetroChina Company Limited* ter sido responsável pelo maior valor absoluto de *impairment* total de uma empresa, na média dos anos estudados essa marca ficou com a *BP p.l.c.* que também registrou a maior média atribuída ao segmento de E&P. Esse fato justifica-se devido à *PetroChina Company Limited* ter registrado um valor esporádico de *impairment* no ano de 2008, tendo, nos anos anteriores, uma média relativamente pequena de 277.797 mil dólares de *impairment*.

O menor valor médio de *impairment* foi registrado pela *Suncor Energy Inc.* que não corresponde à empresa que registrou o menor valor absoluto, que foi a *YPF Sociedad Anónima*. Especificamente para o segmento de E&P, o menor valor médio é atribuído à *Murphy Oil Corporation*. Em valores absolutos, essa marca também ficou com a *YPF Sociedad Anónima*.

Com relação à participação da despesa de *impairment* de E&P na despesa de *impairment* total da empresa, destaca-se a baixa porcentagem média da *Marathon Oil Corporation* e as altas porcentagens registradas pelas *Petro-Canada*, *Suncor Energy Inc.* e *YPF Sociedad Anónima* que atribuíram, em média, 100% de suas despesas de *impairment* ao segmento de E&P.

Salienta-se também o fato da *Exxon Mobil Corporation* não ter registrado, para o período estudado, nenhum valor de despesa de *impairment*. A empresa apresenta uma justificativa semelhante para os 6 anos, que diz (2008, p. 64):

Em geral, a Corporação não visualiza a queda dos preços do petróleo e do gás como um evento causador de *impairment*. [...] Em uma análise da oferta, nossa indústria possuiu campos maduros com relativa queda de reservas, mas isso está sendo compensado por novas descobertas e desenvolvimentos de novos campos.

As Despesas de *Impairment* foram, ainda, analisadas em seus valores médios ano a ano, considerando as 19 empresas. O gráfico 4 apresenta a média de despesa *de impairment* total das empresas e atribuídas ao segmento de E&P.

Gráfico 4 – Média Anual de Despesas de *Impairment*

Fonte – Elaborado pelo autor

A análise das relações entre as variáveis selecionadas e a despesa de *impairment* foi feita levando-se em consideração cada uma das 19, com 6 anos cada uma ($n=6$) e cada uma das variáveis para as 114 empresas-ano. Não foi considerada significância estatística, visto que foi dada ênfase no sinal do coeficiente de correlação para se identificar o comportamento entre as variáveis. São retomadas, ainda, para melhor entendimento, as proposições levantadas.

Proposição 1: Preço do petróleo e despesa de *impairment* devem apresentar comportamentos inversos.

Das 18 empresas nas quais foram reconhecidas perdas por *impairment* (a *Exxon Mobil Corporation* não reconheceu), a relação entre as variáveis Preço do Petróleo e Despesas de *Impairment* foi de acordo com a proposição 1 em apenas 5 empresas (28% do total de

empresas). Foram elas: *Chevron Corporation*, *Murphy Oil Corporation*, *Repsol International Capital Limited*, *Royal Dutch Shell plc* e *Suncor Energy Inc.*

Proposição 2: O volume de reservas e a despesa de *impairment* devem apresentar comportamentos inversos.

Em 39% das empresas, a relação entre Reservas Provadas e Despesas de *Impairment* foi de acordo com a proposição 2. Comportaram-se de acordo com a proposição as reservas provadas e despesas de *impairment* das seguintes empresas: *Marathon Oil Corporation*, *Petro-Canada*, *Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.*, *Repsol International Capital Limited*, *Suncor Energy Inc.*, *TOTAL S.A* e *YPF Sociedad Anónima*

Proposição 2.1: O volume produzido e a despesa de *impairment* devem apresentar comportamentos iguais.

O volume produzido por 6 das 18 empresas relacionou-se de forma positiva (semelhante) à despesa de *impairment*, ou seja, em 33% das ocorrências o reconhecimento da Despesa de *Impairment* aumentou no mesmo sentido que o volume produzido. As empresas são: *BP p.l.c.*, *Murphy Oil Corporation*, *Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.*, *Suncor Energy Inc.*, *TOTAL S.A.* e *YPF Sociedad Anônima*.

Proposição 2.2: O volume de descobertas e a despesa de *impairment* devem apresentar comportamentos inversos.

O comportamento da variável Descoberta foi de acordo com a proposição 2.2 em 13 (72%) das 18 empresas. Assim, pode-se inferir que em 13 empresas da amostra o volume de Descoberta relacionou-se de forma inversa com Despesas de *Impairment*. As empresas são: *China Petroleum & Chemical Corporation*, *ConocoPhillips*, *ENI S.p.A.*, *Marathon Oil Corporation*, *Murphy Oil Corporation*, *Petro-Canada*, *Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.*, *PetroChina Company Limited*, *Repsol International Capital Limited*, *Royal Dutch Shell plc*, *Sasol Limited*, *Suncor Energy Inc.* e *TOTAL S.A.*

Proposição 2.3: O resultado da diferença entre o Volume Comprado e o Volume Vendido de óleo e gás e a despesa de *impairment* devem apresentar comportamentos inversos.

A diferença líquida entre a quantidade comprada e vendida de reservas de óleo e gás apresentou, em 11 das 15 ocorrências, comportamento de acordo com a proposição levantada,

ou seja, a medida que a diferença (compra – venda) aumentou a Despesa de *Impairment* diminuiu. As empresas são: *ConocoPhillips*, *ENI S.p.A.*, *Hess Corporation*, *Murphy Oil Corporation*, *Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.*, *Repsol International Capital Limited*, *Royal Dutch Shell plc*, *StatoilHydro ASA*, *Suncor Energy Inc.*, *TOTAL S.A.* e *YPF Sociedad Anônima*.

Na análise empresa por empresa, destaca-se que foram considerados, em cada uma delas, as 5 proposições. Algumas observações são feitas.

- *BP p.l.c.* → Apenas o comportamento de 1 variável da empresa mostrou-se de acordo com as proposições. Despesa de *Impairment* apresentou comportamento semelhante à quantidade produzida.
- *Chevron Corporation* → Despesas de *Impairment* da empresa relacionou-se de acordo com as proposições em apenas 1 variável: PREÇO_PETRO. Essas duas variáveis apresentaram comportamentos inversos.
- *China Petroleum & Chemical Corporation* → As Despesas de *Impairment* da empresa relacionaram-se de acordo com as proposições em apenas 1 das 4 variáveis analisadas: Descobertas.
- *ConocoPhillips* → Das 5 variáveis, o comportamento de 2 delas foram de acordo com as proposições: Descobertas e Volume líquido de compra de óleo e gás (COMP_VEND), todas com comportamento inverso à Despesa de *Impairment*.
- *ENI S.p.A.* → Das 5 variáveis, o comportamento de 2 foram de acordo com as proposições. São elas: Descobertas e Volume líquido de compra de óleo e gás (COMP_VEND), ambas com comportamento inverso à Despesa de *Impairment*.
- *Exxon Mobil Corporation* → A empresa não registrou *impairment* nos 6 anos estudados e justificou esse fato, em todos os anos, devido à descoberta e ao desenvolvimento de novos campos petrolíferos a uma taxa capaz de anular e/ou amenizar os efeitos negativos das oscilações do preço do petróleo.
- *Hess Corporation* → Na empresa com maior participação de ativo de E&P em seus ativos totais, 1 variável comportou-se de acordo com as proposições: COMP_VEND. Essa variável apresentou comportamento inverso à Despesa de *Impairment*.
- *Marathon Oil Corporation* → As variáveis que se comportaram de acordo com as proposições foram Reservas Provasdas e COMP_VEND. As duas comportaram-se de forma inversa à Despesa de *Impairment*

- *Murphy Oil Corporation* → Apesar de não ser verificada a proposição sobre a variável Reservas Provadas, em todas as outras que alteram o seu valor e na variável PREÇO_PETRO as proposições foram confirmadas.
- *Petro-Canada* → Comportaram-se de acordo com as proposições, nessa empresa, 2 variáveis: Descobertas e Reservas Provadas. Ambas apresentaram comportamentos inversos à Despesa de *Impairment*.
- *Petrobras* → Apenas na variável PREÇO_PETRO a proposição não foi confirmada. No entanto, o comportamento de Reservas provadas e todas as variáveis que alteram o seu valor estavam de acordo com as proposições formuladas.
- *PetroChina Company Limited* → Apenas a variável Descobertas comportou-se de acordo com as proposições, apresentando comportamentos inversos à Despesa de *Impairment*.
- *Repsol International Capital Limited* → Comportaram-se de acordo com as proposições as seguintes variáveis: Preço do Petróleo, Reservas Provadas, Descobertas e COMP_VEND.
- *Royal Dutch Shell plc* → Nessa empresa, as variáveis que se comportaram de acordo com as proposições formuladas foram: Preço do Petróleo, Descobertas e COMP_VEND.
- *Sasol Limited* → Apenas a variável Descobertas comportou-se de acordo com as proposições, relacionando-se de forma inversa com Despesas de *Impairment*.
- *StatoilHydro ASA* → Apenas a relação da variável COMP_VEND com Despesa de *Impairment* foi de acordo com as proposições formuladas.
- *Suncor Energy Inc.* → Todas as variáveis comportaram-se de acordo com as proposições formuladas.
- *TOTAL S.A.* → A variável Reservas Provadas e todas as que alteram seu valor comportaram-se de acordo com as proposições.
- *YPF Sociedad Anônima* → As variáveis que se comportaram de acordo com as proposições: Reservas Provadas, Produção e COMP_VEND.

As tabelas 16 e 17 resumem os dados apresentados. A tabela 16 apresenta os coeficientes de correlação obtidos. A tabela 17 complementa a tabela 16 e deve ser entendida da seguinte forma: células com a palavra SIM representam os casos em que a relação da variável com Despesas de *Impairment* foi de acordo com a proposição formulada. Já células

com a palavra NÃO representam os casos em que a relação da variável com Despesas de *Impairment* NÃO foi de acordo com a proposição formulada. As margens esquerda e inferior mostram a quantidade e a porcentagem de SIM e NÃO na amostra.

Tabela 16 – Coeficientes de Correlação

NOME	DI X PREÇO_PETRO	DI X RP	DI X DESC	DI X PROD	DI X COMP_VEND
BP p.l.c.	0,22	0,70	0,67	0,57	0,61
Chevron Corporation	-0,58	0,63	0,58	-0,40	0,44
China Petroleum & Chemical Corporation	0,84	0,52	-0,20	-0,68	-
ConocoPhillips	0,81	0,27	-0,17	-0,59	-0,65
ENI S.p.A.	0,36	0,33	-0,63	-0,18	-0,40
Exxon Mobil Corporation	-	-	-	-	-
Hess Corporation	0,56	0,62	0,63	-0,52	-0,56
Marathon Oil Corporation	0,68	-0,43	-0,27	-0,45	0,30
Murphy Oil Corporation	-0,32	0,70	-0,24	0,21	-0,44
Petro-Canada	0,69	-0,25	-0,31	-0,25	0,42
Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.	0,78	-0,44	-0,39	0,65	-0,33
PetroChina Company Limited	0,62	0,43	-0,31	-0,58	-
Repsol International Capital Limited	-0,51	-0,29	-0,73	-0,40	-0,50
Royal Dutch Shell plc	-0,16	0,23	-0,19	-0,37	-0,65
Sasol Limited	0,72	0,34	-0,37	-0,62	-
StatoilHydro ASA	0,47	0,68	0,51	-0,61	-0,44
Suncor Energy Inc.	-0,84	-0,51	-0,27	0,52	-0,33
TOTAL S.A.	0,59	-0,69	-0,78	0,20	-0,34
YPF Sociedad Anónima	0,22	-0,22	0,68	0,24	-0,60

Fonte – Elaborada pelo autor

Tabela 17 – Aderência dos Resultados com as Proposições Formuladas

NOME	DI X PREÇO_PETRO	DI X RP	DI X PROD	DI X DESC	DI X COMP_VEND	SIM	NÃO	SIM(%)	NÃO(%)
BP p.l.c.	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	1	4	20%	80%
Chevron Corporation	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	1	4	20%	80%
China Petroleum & Chemical Corporation	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	-	1	3	25%	75%
ConocoPhillips	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	SIM	2	3	40%	60%
ENI S.p.A.	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	SIM	2	3	40%	60%
Exxon Mobil Corporation	-	-	-	-	-	0	0	-	-
Hess Corporation	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	1	4	20%	80%
Marathon Oil Corporation	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO	2	3	40%	60%
Murphy Oil Corporation	SIM	NÃO	SIM	SIM	SIM	4	1	80%	20%
Petro-Canada	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO	2	3	40%	60%
Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.	NÃO	SIM	SIM	SIM	SIM	4	1	80%	20%
PetroChina Company Limited	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	-	1	3	25%	75%
Repsol International Capital Limited	SIM	SIM	NÃO	SIM	SIM	4	1	80%	20%
Royal Dutch Shell plc	SIM	NÃO	NÃO	SIM	SIM	3	2	60%	40%
Sasol Limited	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	-	1	3	25%	75%
StatoilHydro ASA	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	1	4	20%	80%
Suncor Energy Inc.	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	5	0	100%	0%
TOTAL S.A.	NÃO	SIM	SIM	SIM	SIM	4	1	80%	20%
YPF Sociedad Anónima	NÃO	SIM	SIM	NÃO	SIM	3	2	60%	40%
SIM	5	7	6	13	11				
NÃO	13	11	12	5	4				
SIM (%)	28%	39%	33%	72%	73%				
NÃO (%)	72%	61%	67%	28%	27%				

Fonte – Elaborada pelo autor

Com base nos resultados apresentados, observa-se que as variáveis que mais se comportaram de acordo com as proposições foram Descobertas e COMP_VEND (quantidade comprada líquida de óleo e gás). Assim, visto que a variável COMP_VEND foi citada por apenas 15 empresas e tem pouca influência na variação das reservas provadas das empresas, algumas observações são importantes sobre a relação entre a variável Descoberta e Despesas de *Impairment*.

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.

Assim, para as empresas que exploram e produzem petróleo, a descoberta de uma nova jazida é um fator econômico extremamente importante. Na verdade, representa o principal evento econômico desse setor, até mais do que os lucros e as receitas derivadas das vendas do óleo e do gás, pois é com a sua efetivação (confirmação de descoberta de reservas economicamente viáveis) que se iniciará todo o processo produtivo.

A ideia é que as reservas petrolíferas são os ativos que viabilizam a existência da empresa que explora e produz petróleo e gás. Assim, os valores dessas variáveis servem como parâmetros para, entre outras coisas, avaliar a capacidade da empresa de localizar reservas de petróleo economicamente viáveis.

Considerando que o modelo de regressão utilizado neste trabalho não tem o objetivo de prever o valor da despesa de *impairment*, mas sim fornecer indícios do comportamento das variáveis identificadas, depreende-se que o volume de Descobertas influencia e interfere no reconhecimento da Despesa de *Impairment* atribuída ao segmento de E&P.

Em essência, os resultados obtidos dão indícios de que as variáveis identificadas influenciam e devem ser, conseqüentemente, premissas levadas em consideração no cálculo do valor de recuperação de um ativo de E&P. Portanto, empresas que mantêm uma taxa constante de Descobertas tendem a reconhecer menos *impairment* para o segmento, pois o aumento dessa variável significa recuperabilidade maior dos ativos de E&P.

Esse achado pode ser ainda confirmado pelas declarações da própria *Exxon Mobil Corporation* que, como apresentado, justificou o não reconhecimento de *impairment* nos anos estudados devido ao fato de a empresa manter uma taxa de descobertas e desenvolvimento de novos campos petrolíferos capaz de anular e/ou amenizar os efeitos negativos das oscilações do preço do petróleo.

Na análise dos dados coletados, percebe-se ainda a grande representatividade dos ativos do segmento de exploração e produção no ativo total das empresas. Esses ativos são os principais na indústria de óleo e gás e representam recursos aplicados por uma entidade na exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás, tais como: plataformas, gastos com desenvolvimento de poços e unidade de separação de petróleo e gás.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo do presente trabalho foi contribuir com o entendimento de como as variações no preço do petróleo e no volume de reservas provadas influenciam a perda de recuperabilidade dos ativos de E&P. Assim, adotou-se a seguinte questão como norteadora da pesquisa: qual a relação do preço do petróleo e do volume de reservas provadas e suas alterações com a perda do valor de recuperação (*impairment*), atribuída aos ativos de exploração e produção de petróleo e gás de empresas petrolíferas?

Como principal achado, observou-se a relação inversa das despesas de *impairment* atribuídas às atividades E&P com os volumes de descobertas (compõe a variável Reservas Provadas). Entretanto, não se observou a proposição de que o preço tem relação inversa com a despesa de *impairment*.

Em essência, os resultados dão indícios de que a descoberta de novos campos (reservas) influencia e deve ser, consequentemente, premissa levada em consideração no cálculo do valor de recuperação de um ativo de E&P. Portanto, empresas que mantêm uma taxa crescente de Descobertas tendem a reconhecer menos *impairment* para o segmento, pois o aumento dessa variável significa recuperabilidade maior dos ativos de E&P.

No decorrer do trabalho outras informações importantes foram evidenciadas. Na caracterização da indústria petrolífera e sua contabilidade, ficaram evidentes as características peculiares do setor, resultando em uma contabilidade também peculiar. Um exemplo disso é a possibilidade de escolha de um dos dois métodos de contabilização para os gastos incorridos nas atividades de exploração e produção (E&P): Método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucédidos e Método da Capitalização Total. Os métodos são significativamente diferentes na forma como os gastos são contabilizados.

Com relação ao levantamento das normas que regem a metodologia do teste de *impairment*, constatou-se que, apesar de apresentarem consideráveis semelhanças, as diferenças observadas entre as normas podem comprometer a qualidade da informação contábil, além de distorcer o real objetivo do instrumento: garantir que os registros contábeis retratem o valor mais acurado possível dos benefícios econômicos futuros que os ativos podem gerar à entidade.

Na investigação da aplicação do teste de *impairment* nas empresas petrolíferas, identificou-se que a normatização para o órgão norte-americano (FASB) varia de acordo com

o ativo testado e com o método de capitalização utilizado. Assim, para os ativos associados às propriedades não provadas de petróleo e gás, a regra está disposta no SFAS nº 19. Já para os ativos associados às propriedades provadas de petróleo e gás, a regra dependerá do método de contabilização dos gastos adotado. Para as empresa que adotam o da Capitalização Total, deve-se utilizar a Reg. S-X *Rule* 4-10, e para aquelas que preferem o método de Contabilização pelos Esforços Bem Sucedidos, a regra a ser seguida consta no SFAS nº 144.

Em relação às normas internacionais, os preceitos da IAS nº 36 e IFRS nº 6 são aplicados a toda indústria de petróleo e gás que adota as normas do IASB, não importando o método de capitalização dos gastos e nem a divisão dos ativos em propriedades não provadas e propriedades provadas.

Constatou-se ainda que na prática do teste de recuperabilidade dos valores registrados dos ativos está implícita a principal característica da indústria petrolífera, ou seja, o risco existente na atividade de exploração e produção. Mesmo após a descoberta de determinado campo ainda não existe a certeza de retorno econômico que supere o investimento feito. Está incluída na atividade de E&P uma probabilidade na realização dos fluxos de caixas futuros.

Dessas informações depreende-se que os ativos da indústria de petróleo e gás, especialmente no segmento de E&P, apresentam características específicas não somente em decorrência dos métodos de capitalização, mas também em relação à identificação dos benefícios futuros gerados por esses ativos.

Como possíveis limitações do presente trabalho citam-se 2 pontos: (1) o pequeno espaço de tempo considerado na análise para cada empresa (6 anos - 2003 a 2008), o que fez com que não se levasse em consideração a significância estatística no cálculo do coeficiente de correlação e (2) o fato de o espaço de tempo selecionado (janela temporal) ser caracterizado pelo constante aumento do preço do petróleo, fato esse que pode ter influenciado na conclusão de que variável “preço” não foi causadora de *impairment*.

Por fim, no decorrer desta pesquisa, diversas questões foram levantadas, o que garante ao tema *impairment* um campo vasto para pesquisas e novos estudos. No universo de estudos possíveis, recomendam-se os seguintes:

- Um estudo teórico que objetive identificar qual a norma mais adequada quanto às exigências das informações a serem relatadas pelas empresas, bem como quais seriam os ganhos com a possível harmonização entre as normas norte-americanas e as normas internacionais.

- Um estudo que objetive identificar, de forma detalhada, as principais características dos dois métodos de capitalização dos gastos incorridos na atividade de E&P, analisando suas particularidades e identificando os diferentes impactos contábeis no patrimônio das entidades decorrentes da escolha de um deles.
- Um estudo teórico que objetive identificar se existem, efetivamente, diferenças nos resultados das empresas levando em consideração a adoção das duas normas que orientam a aplicação do teste de *impairment* (IAS nº 36 e SFAS nº 144).
- Um estudo que objetive avaliar o estágio de aderência das empresas brasileiras às exigências de divulgação do CPC 01 e as causas de possíveis defasagens entre o exigido e o atendido.
- Identificada a relevância do volume de descobertas, passam a ser importantes trabalhos que avaliem a qualidade das descobertas ou das recuperações das reservas provadas para medir e diferenciar a capacidade de ampliação do fluxo de caixa dos ativos de E&P e estabelecer relações dessas conclusões com a despesa de *impairment*.
- Estudar os leilões de áreas realizados pela ANP, para se verificar a relação entre os preços ofertados pelas empresas vencedoras e o resultado alcançado na exploração e desenvolvimento efetivo de cada campo e a relação dessas conclusões com despesas de *impairment* atribuídas ao segmento de E&P.
- Um estudo que desenvolva parâmetros de análise das demonstrações contábeis das empresas do setor petrolífero, usando, especificamente, variáveis operacionais da atividade de E&P, sobretudo da variável Descobertas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS⁵³

ALCIATORE, M. L. *New evidence on SFAS n°. 69 and the components of the change in reserve value. The Accounting Review*, v. 68, p. 639-56, 1993.

ALCIATORE, M. L.; EASTON, P.; SPEAR, N. *Accounting for the impairment of long-lived assets: evidence from the petroleum industry. Journal of Accounting and Economics*, v. 29, p. 151-172, 2000.

AMPOFO, A. A.; SELLANI, R. J. *Examining the differences between United States Generally Accepted Accounting Principles (U.S. GAAP) and International Accounting Standards (IAS): implications for the harmonization of accounting standards. Accounting Fórum*. v. 29, p. 219-231, 2005.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Rio de Janeiro: ANP, 2008.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Rio de Janeiro: ANP, 2009.

ANP. **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em abr.2009.

ASSAF NETO, A. **Finanças Corporativas e Valor**. São Paulo: Editora Atlas, 2003.

BAESSO, S. R.; COSCARELLI, B. V.; RIBEIRO, M. C. V.; SOUSA, A. A. *Impairment em Empresas Norte-Americanas do Setor de Telefonia Móvel*. In: 8º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. **Anais eletrônico do 8º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2008.

BIERMAN Jr. H.; DUKES, R.E; DYCKMAN, T.R. *Financial Accounting in Petroleum Industry. Journal of Accountancy*. Outubro, 1974.

BOONE, J. P.; RAMAN, K. K. *Does implementation guidance affect opportunistic reporting and value relevance of earnings? Journal of Accounting and Public Policy*. v. 26, p. 160-192, 2007.

⁵³ De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 6023.

BORBA, J. A.; ZANDONAI, F. O Que Dizem os Achados das Pesquisas Empíricas Sobre o Teste de *Impairment*: uma análise dos *journals* em língua inglesa. In: 8º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. **Anais eletrônico do 8º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2008.

BP – *BRITISH PETROLEUM*. *BP. Statistical Review of World Energy June 2008*. Disponível em <<http://www.bp.com/statisticalreview>>. Acesso em mar.2009.

BP – *BRITISH PETROLEUM*. *BP. Statistical Review of World Energy June 2009*. Disponível em <<http://www.bp.com/statisticalreview>>. Acesso em out.2009.

BRASIL. Instrução CVM nº 235, de 23 de março de 1995. Dispõe sobre a divulgação, em nota explicativa, do valor de mercado dos instrumentos financeiros, reconhecidos ou não nas demonstrações financeiras das companhias abertas e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 27 de março de 1995.

BRASIL. Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 7 de agosto de 1997.

BRASIL. Portaria ANP nº 9, de 21 de janeiro de 2000. Aprova o Regulamento Técnico ANP nº 001/2000, que define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, estabelece critérios para a apropriação de reservas e traça diretrizes para a estimativa das mesmas. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 24 de janeiro de 2000.

BRASIL. Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000. Aprova o Pronunciamento do IBRACON sobre a Contabilização de Benefícios a Empregados. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 15 de dezembro de 2000.

BRASIL. Lei 11.638, de 28 de dezembro de 2008. Altera e revoga dispositivos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e da Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, e estende às sociedades de grande porte disposições relativas à elaboração e divulgação de demonstrações financeiras. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 28 de dezembro de 2007.

BRASIL. Lei 11.941, de 27 de maio de 2009. Altera a legislação tributária federal relativa ao parcelamento ordinário de débitos tributários; concede remissão nos casos em que especifica; institui regime tributário de transição, alterando o Decreto nº 70.235, de 6 de março de 1972, as Leis nº 8.212, de 24 de julho de 1991, 8.213, de 24 de julho de 1991, 8.218, de 29 de agosto de 1991, 9.249, de 26 de dezembro de 1995, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 9.469, de 10 de julho de 1997, 9.532, de 10 de dezembro de 1997, 10.426, de 24 de abril de 2002, 10.480, de 2 de julho de 2002, 10.522, de 19 de julho de 2002, 10.887, de 18 de junho de

2004, e 6.404, de 15 de dezembro de 1976, o Decreto-Lei nº 1.598, de 26 de dezembro de 1977, e as Leis nº 8.981, de 20 de janeiro de 1995, 10.925, de 23 de julho de 2004, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 11.116, de 18 de maio de 2005, 11.732, de 30 de junho de 2008, 10.260, de 12 de julho de 2001, 9.873, de 23 de novembro de 1999, 11.171, de 2 de setembro de 2005, 11.345, de 14 de setembro de 2006; prorroga a vigência da Lei nº 8.989, de 24 de fevereiro de 1995; revoga dispositivos das Leis nº 8.383, de 30 de dezembro de 1991, e 8.620, de 5 de janeiro de 1993, do Decreto-Lei nº 73, de 21 de novembro de 1966, das Leis nº 10.190, de 14 de fevereiro de 2001, 9.718, de 27 de novembro de 1998, e 6.938, de 31 de agosto de 1981, 9.964, de 10 de abril de 2000, e, a partir da instalação do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais, os Decretos nº 83.304, de 28 de março de 1979, e 89.892, de 2 de julho de 1984, e o art. 112 da Lei nº 11.196, de 21 de novembro de 2005; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 28 de maio de 2009.

BROCK, H. R., KLINGSDDT, J.P.; JONES, D.M. *Petroleum Accounting: Principles, Procedures, & Issues*. Texas: Professional Development Institute, 3ª Ed. 1990.

BROCK, H. R; CARNES, M. Z.; JUSTICE, R, *Petroleum accounting: principles, procedures & issues*. 6º Ed. Denton, Texas: PricewaterhouseCoopers/Professional Development Institute, 2007.

CARVALHO, L. N. O IASB (Junta de Normas Internacionais de Contabilidade) como proponente global das normas contábeis. **REPeC - Revista de Educação e Pesquisa em Contabilidade**, Conselho Federal de Contabilidade, Brasília -DF, Vol. 1, nº 2, abril/agosto 2007.

CERVO, A.R. BERVIAN, P. A. **Metodologia Científica**. 5ª Ed. São Paulo: Prentice Hall, 2002.

CESP – Companhia Energética de São Paulo. **DFP – Demonstrações Financeiras Padronizadas**. 2008. Disponível em <<http://site.cesp.com.br/ri/>>. Acesso em abr.2009.

CHAIRAS, I. Y.; RADIANTO, W. R. D. *Accounting Harmonization in ASEAN: the process, benefits and obstacles*. **International Accounting and Finance**, Master Thesis nº. 2001:05, Göteborg University, School of Economics and Commercial Law. Disponível em <http://gupea.ub.gu.se/dspace/bitstream/2077/2499/1/Chairas_2001_5_inlaga.pdf> Acesso em jan. 2009.

CLÔ, A. **Oil Economics and Policy**. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2000

CNPE. **Conselho Nacional de Política Energética**. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em fev.2009.

COMBARROS, J. L. L. *Armonización contable – perspectivas en la unión europea y en España*. In: *VII Congreso Del Instituto Internacional de Costos*, n. 7, 2001. **Anais eletrônicos do VII Congresso Del Instituto Internacional de Costos**. Leon: Universidad, Servicio de Publicaciones y Medios Audiovisuales, n. 1, 2001. CD-ROOM.

CPC – Comitê de Pronunciamentos Contábeis. **A Busca da Convergência da Contabilidade aos Padrões Internacionais**. Brasília. Maio de 2007. 33 p. Disponível em <http://www.cpc.org.br/pdf/Livreto_CPC_atualizado_230507.pdf> Acesso em jan.2009.

CPC – Comitê de Pronunciamentos Contábeis. **Pronunciamento Técnico CPC 01 – Redução ao Valor Recuperável de Ativos**. Setembro, 2007.

CPC – Comitê de Pronunciamentos Contábeis. **Minuta Pronunciamento Técnico CPC 22 – Informação por Segmento**. Maio, 2009.

CPC – Comitê de Pronunciamentos Contábeis. **Minuta Pronunciamento Técnico CPC 34 – Exploração e Avaliação de Recursos Minerais**. Julho, 2009.

CPC – Comitê de Pronunciamentos Contábeis. Disponível em <<http://www.cpc.org.br>>. Acesso em mar.2009.

CRUZ, B. A. Análise Comparativa do IAS 36 e SFAS 144 e Seus Impactos nos Demonstrativos Contábeis das Empresas Europeias com Registro na SEC em 2005. In: 8º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. **Anais eletrônico do 8º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2008.

DELOITTE. **IFRS Ao Seu Alcance: Um Guia de Bolso para Aproximar sua Empresa do Novo Padrão Contábil Global**. Guia IAS Plus, 2007

ERNEST & YOUNG – **International GAAP 2007**. 2ª Ed. Londres: LexisNexis, 2006.

ERNEST & YOUNG e FIPECAFI. **Manual de Normas Internacionais de Contabilidade: IFRS versus Normas Brasileiras**. Editora Atlas. São Paulo: 2009.

FASB – *Financial Accounting Standards Board* – *APB Opinion nº 30 – Reporting the results of operations-reporting the effects of disposal of a segment of a business, and extraordinary, unusual and infrequently occurring events and transactions*. Junho, 1973.

FASB - *Financial Accounting Standards Board. Statements of Financial Accounting Standards n° 19 - Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies*. Dezembro, 1977.

FASB - *Financial Accounting Standards Board. Statements of Financial Accounting Standards n° 25 – Suspension of Certain Accounting Requirements for Oil and Gas Producing Companies—an amendment of FASB Statement n° 19*. Fevereiro, 1979.

FASB - *Financial Accounting Standards Board. Statements of Financial Accounting Standards n° 69 – Disclosures about Oil and Gas Producing Activities*. Novembro, 1982.

FASB - *Financial Accounting Standards Board. Statements of Financial Accounting Standards n° 107 – Disclosures about Fair Value of Financial Instruments*. Dezembro, 1991.

FASB - *Financial Accounting Standards Board. Statements of Financial Accounting Standards n° 121 – Accounting for the Impairment of Long-Lived Assets and for Long-Lived Assets to Be Disposed Of*. Março, 1995.

FASB - *Financial Accounting Standards Board. Statements of Financial Accounting Standards n° 131 – Disclosures about Segments of an Enterprise and Related Information*. Junho, 1997.

FASB - *Financial Accounting Standards Board. Statements of Financial Accounting Standards n° 142 – Goodwill and Other Intangible Assets*. Junho, 2001.

FASB - *Financial Accounting Standards Board. Statements of Financial Accounting Standards n° 144 – Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets*. Agosto, 2001.

FASB - *Financial Accounting Standards Board. Exposure Draft: Fair value measurement*. Connecticut. 2004.

FASB - *Financial Accounting Standards Board*. Disponível em <<http://www.fasb.org>>. Acesso em jan.2009.

FERNANDES, T. M. C. B. M. Ativo e sua Mensuração. **Caderno de Estudos FEA (USP)**, São Paulo, p. 20-27, 1998.

FILHO, J.; CORRAR, L. J. ; PAULO, E. **Análise Multivariada**. São Paulo: Atlas, 2007.

FORTUNE. **Fortune Global 500**. Disponível em:
<<http://money.cnn.com/magazines/fortune/fortune500/2009/>>. Acesso em janeiro de 2009.

GALLUN, R.A.; STEVENSON, J.W.; NICHOLS, L.M. *Fundamentals of Oil & Gas Accounting*. 3ª Ed. Oklahoma: PennWell Books, 1993.

GODOY, C. R. **Comparação teórico e prática entre os métodos de contabilidade para combinações de empresas**. 241 f. 2000. Dissertação (Mestrado em Controladoria e Contabilidade) – Universidade de São Paulo, Faculdade de Economia Administração e Contabilidade. São Paulo, 2000.

GODOY, C. R. **Evidenciação contábil e as avaliações pelo fluxo de caixa descontado e pela teoria de opções: um estudo aplicado à indústria petrolífera mundial**. 2004. 284 f. Tese (Doutorado em Controladoria e Contabilidade) – Universidade de São Paulo, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. São Paulo, 2004.

GODOY, C. R. Evidenciação contábil e as avaliações pelo fluxo de caixa descontado e pela teoria de opções: um estudo aplicado à indústria petrolífera mundial. In: 4-PDPETRO - Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás. **Anais eletrônico do 4-PDPETRO**. ABPG - Associação Brasileira de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2007.

GONÇALVES, R. P.; GODOY, C. R. O Valor da Empresa e a Informação Contábil: Um Estudo nas Empresas Petrolíferas Listadas na NYSE. In: 4-PDPETRO - Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás. **Anais eletrônico do 4-PDPETRO**. ABPG - Associação Brasileira de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2007.

GOULART, A. M. C. O Conceito de Ativos na Contabilidade: Um Fundamento a Ser Explorado. **Revista de Contabilidade & Finanças**. Universidade de São Paulo (USP). Departamento de Contabilidade e Atuária da FEA-USP, v. No 28, n. abril 2002, p. 1, 2002.

GRAMLICH, J. D.; WHEELER, J. E. *How Chevron, Texaco, and the Indonesian Government Structured Transactions to Avoid Billions in U.S. Income Taxes*. **Accounting Horizons**. Vol. 17, nº. 3, p. 107-122, 2003.

GUJARATI, D.N. **Econometria Básica**. 3ª Ed. São Paulo: Makron Books, 2000.

HENDRIKSEN, E. S., BREDAS, M. F. V. **Teoria da Contabilidade**. Tradução Antônio Zoratto Sanvicente. São Paulo: Editora Atlas, 2007.

HURTT, D. N.; KREUZE, J. G.; LANGSAM S. *Accounting for the Impairment of Long-Lived Assets: A Review and Update. International Accounting and Finance, The Journal of Corporate Accounting & Finance*, v. 10, p. 89 - 99, 2001.

HEFFES, E. M. *The Relevance of Reliability: An Update on the FASB and IASB Joint Conceptual Framework Project. Financial Executive*. v. 21. n°. 10. p. 15-16, 2005.

IASB - International Accounting Standards Board. **International Accounting Standards IAS nº 1 - Presentation of Financial Statements**. Janeiro, 1975.

IASB - International Accounting Standards Board. **International Accounting Standards nº 36 - Impairment of Assets**. Junho, 1998.

IASB - International Accounting Standards Board. **International Accounting Standards nº 36 - Impairment of Assets. Bases for Conclusions**. Junho, 1998.

IASB - International Accounting Standards Board. **International Accounting Standards IAS nº 39 - Financial Instruments: Recognition and Measurement**. Outubro, 2000.

IASB - International Accounting Standards Board. **International Financial Reporting Standards nº 6 - Exploration for and Evaluation of Mineral Resources**. Dezembro, 2004.

IASB - International Accounting Standards Board. **International Financial Reporting Standards nº 8 - Operating Segments**. Novembro, 2006.

IASB - **International Accounting Standards Board**. Disponível em <<http://www.iasb.org>>. Acesso em fev.2009.

IBRACON – Instituto dos Auditores Independentes do Brasil. **Normas e Procedimentos de Contabilidade 7 (NPC 7) – Ativo Imobilizado**, de 18 de janeiro de 2001.

IUDÍCIBUS, S. **Teoria da Contabilidade**. 6ª Ed, São Paulo: Atlas, 2006.

IUDÍCIBUS, S.; MARTINS, E. Uma Investigação e Uma Proposição Sobre o Conceito e o Uso do Valor Justo. **Revista de Contabilidade e Finanças** – Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, Edição 30 Anos de Doutorado. p. 9 – 18. Junho. 2007.

IUDÍCIBUS S.; MARTINS, E.; GELBECKE, E. **Manual de Contabilidade das Sociedades Por Ações (Aplicável às Demais Sociedades)**. FIPECAFI – Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras – FEA/USP. 7ª Ed. Editora Atlas. São Paulo. 2007.

JENNING, D. R.; FEITEN, J. B.; BROCK, H. **Petroleum accounting: principles, procedures & issues**. 5ª Ed. Denton, Texas: PricewaterhouseCoopers/Professional Development Institute, 2000.

JOHNSTON, D.; JOHNSTON, D. **Introduction to oil company financial analysis**. Tulsa, Oklahoma: PennWell, 2006.

KIESO, D. E.; WEYGANDT, J. J.; WARFIEDL, T. D. **Intermediate Accounting**. 12ª. Ed. Danvers: J. Wiley, 2006.

KÖCHE, J.C. **Fundamentos de Metodologia Científica**. Editora Vozes, 21ª Ed. 2003.

LEMES, S.; CARVALHO, L. N. G. Efeito da Convergência das Normas Contábeis Brasileiras para as Normas Internacionais do IASB. In: 4º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. **Anais eletrônico do 4º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2004.

LILIEN, S.; PASTENA, V. *Determinants of Intramethod Choice in the Oil and Gas Industry*. **Journal of Accounting and Economics**. v. 4, n. 1, p. 145-170, 1982.

MACHADO, N. P. **Teste de Impairment para Ativos de Longa Duração: Comparação entre as Normas Contábeis Norte-Americanas e Brasileiras**. 2003. 130 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) – Centro de Ciências Econômicas, Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, 2003.

MARTINS, E. **Contribuição à Avaliação do Ativo Intangível**. Tese (Doutorado em Controladoria e Contabilidade). 130 f. 1972. – Universidade de São Paulo, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. São Paulo, 1972.

MARTINS, E. **Avaliação de Empresas: da mensuração contábil à econômica**. São Paulo. Editora Atlas, 2006.

MARTINS, E. **Entrevista: País está mais bem preparado para a mudança.** Valor *Online*. São Paulo: 2008. Disponível em: <<http://www.fenacon.org.br/pressclipping/2008/fevereiro/ve/ve260208b.htm>>. Acesso em jan. 2009.

MARTINS, E.; SANTOS, A. **A Nova Lei das S/A e a Internacionalização da Contabilidade: Ativo Imobilizado – Teste de Recuperabilidade.** Julho, 2008. Disponível em: <<http://www.cfc.fipecafi.org/>>. Acesso em jan.2009.

MARTINS, G. A. **Manual para Elaboração de Monografias e Dissertações.** 3ª Ed. São Paulo: Editora Atlas, 2002.

MARTINS, V. A. **Contribuição à Avaliação do Goodwill: Depósitos Estáveis, Um Ativo Intangível.** 289 f. 2002. Tese (Doutorado em Controladoria e Contabilidade) – Universidade de São Paulo, Faculdade de Economia Administração e Contabilidade. São Paulo, 2002.

MASTERS-STOUT, B.; COSTIGAN, M. L.; LOYATA, L. M. *Goodwill impairments and chief executive officer tenure. Critical Perspectives on Accounting.* 2007.

MAXIMIANO, A. C. A. **Introdução à Administração.** 5ª Ed. São Paulo: Editora Atlas, 2000

MEETING, D. T.; LUECKE, R. W. *Asset impairment and disposal. Journal of Accountancy.* v. 193, n. 3, p. 49-60. 2002.

MOREIRA, J. R.; NIYAMA, J. K.; BOTELHO, D. R. A. Estudo Comparativo dos Critérios de Mensuração das Reservas Provasdas, segundo SPE/WPC e SEC: o Caso da PETROBRÁS. In: 6º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. **Anais eletrônico do 6º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade.** São Paulo: Universidade de São Paulo, 2006.

MOUTINHO DOS SANTOS, E.; CORREIA, C. A. A. . Deve A Agência Nacional do Petróleo Explorar Novas Fórmulas Contratuais?. In: **III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético.** São Paulo: 23 a 25 de Junho de 1998.

MOUTINHO DOS SANTOS, E.; FAGÁ, M. T. W.; BARUFI, C. B.; POULALLION, P.L. Gás natural: a construção de uma nova civilização. **Revista de Estudos Avançados.** Universidade de São Paulo, São Paulo, n.59, 2007.

NEIVA, J. **Conheça o Petróleo.** 5ª Ed. Rio de Janeiro: Ao Livro Técnico, 1986.

NYSE. *New York Stock Exchange*. Disponível em <<http://www.nyse.com/>>. Acesso em mar.2009.

NYSE. *New York Stock Exchange. Annual Report*. Disponível em <http://www.nyse.com/about/listed/lc_all_industry_1.html?supersector=11§or=101&subsector=1120128534121>. Acesso em mar.2009.

OPEP. **Organização dos Países Exportadores de Petróleo**. Disponível em <<http://www.opec.org/>>. Acesso em mar.2009.

PETROBRAS. **Petróleo Brasileiro S.A.** Disponível em <<http://www2.petrobras.com.br/portugues/index.asp>> Acesso em mar.2009.

RAUPP, F. M.; BEUREN, I. M. Proposta de mensuração de ativos imobilizados por meio do *fair value* e do *impairment test*. In: 6º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. **Anais eletrônico do 6º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade**. São Paulo. Universidade de São Paulo, 2006.

REINSTEIN, A.; LANDER, G. H. *Implementing the impairment of assets requirements of SFAS nº. 144. An empirical analysis*. **Managerial Auditing Journal**. v. 19, n. 3, p. 400-411, 2004.

RIELD, E. J. *An examination of long-lived asset impairments*. **The Accounting Review**. n. 3, v. 79. p. 823-852. 2004.

RILEY, S. **IAS 36 – Impairment of Assets**. Association of Chartered Certified Accountants – ACCA, 01 feb. 2002. Disponível em: <http://www.accaglobal.com/students/publications/student_accountant/archive/2002/23/315710>. Acesso em nov.2005.

SACCONI, L. A. **Minidicionário Sacconi da Língua Portuguesa**. São Paulo: Editora Atual, 1996.

SAMUELSON, Richard A. *The concept of asset in accounting theory*. **Accounting Horizons**. n. 3, v. 10. set. p. 147-157, 1996.

SANTOS, J. L.; MACHADO, N. P.; SCHMIDT, P. Teste de *impairment* para ativos de longa duração: tratamento contábil de acordo com o SFAS nº 144. **Contexto**, Porto Alegre / RS, v. 3, n. 5, p. 99-121, 2003.

SANTOS, O. M.; MARQUES, J. A. V. C.; SILVA, P. D. A. O Custo de Abandono nas Empresas Petrolíferas. **Revista de Contabilidade e Finanças** – Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, n. 41, p. 56 – 71, Maio/Ago. 2006.

SCHUETZE, Walter P. *What is an asset?* **Accounting Horizons**. n. 3, v. 7. set., p. 66-70. 1993.

SEC - *Securities and Exchange Commission. Regulation S-X Rule 4-10 - Financial Accounting and Reporting for Oil and Gas Producing Activities Pursuant to the Federal Securities Laws and the Energy Policy and Conservation*. 1975.

SEC - *Securities and Exchange Commission*. Disponível em <<http://www.sec.org.br>>. Acesso em jan.2009.

SILVA, P. D. A. **Análise da Evidenciação das Informações Sobre o Impairment dos Ativos de Longa Duração de Empresas Petrolíferas**. 2007. 139 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) - Faculdade de Administração e Ciências Contábeis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

SILVA, P. D. A.; CARVALHO, F. M.; DIAS, L. N. S; MARQUES, J. A. V. C. *Impairment de Ativos de Longa Duração: Comparação entre o SFAS 144 e o IAS 36*. In: 6º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. **Anais eletrônico do 6º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2006.

SPE - Society of Petroleum Engineers; World Petroleum Council. **About Oil and Gas: Petroleum Reserves and Resources Definitions**. [S.l]: SPE, 1997. Disponível em: <<http://www.spe.org>>. Acesso em: abr. 2009.

STICKNEY, C. P.; WEIL, R. L. **Contabilidade financeira: uma introdução aos conceitos, métodos e usos**. São Paulo: Editora Atlas, 2001.

SWISSCOM AG. **Relatório Anual 20-F**. 2003. Disponível em <http://www.swisscom.com/GHQ/content/Investor_Relations/Ergebnisse_und_Berichte/Ergebnisse_und_Berichte.htm?lang=en>. Acesso em: fev.2009.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência/Petrobras, 2001.

TINOCO, J. E. P. Avaliação Patrimonial em Contabilidade a Valores de Entrada e de Saída. **Caderno de Estudos FEA (USP)**, São Paulo, v. 6, p. 1-21, 1992.

TRIOLA, M. F. **Introdução a Estatística**. 10ª Ed. Editora LTC (Grupo GEN): São Paulo, 2008.

WOLK, H. I., FRANCIS, J.R. and TEARNEY, M.G. *Accounting Theory: A Conceptual and institutiobal Approach*. Massachusetts: Kent Publishing Company, 1984.

WRIGHT, C. J.; GALLUN, R. A. *International petroleum accounting*. Tulsa, Oklahoma: PennWell, 2005.

ZAMITH, M. R. M. A. **A Nova Economia Institucional e as Atividades de Exploração e Produção. Onshore de Petróleo e Gás Natural em Campos Maduros no Brasil**. 299 f. 2005. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (PIPGE-USP), 2005.