

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
FACULDADE DE ADMINISTRAÇÃO E CIÊNCIAS CONTÁBEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS CONTÁBEIS**

ODILANEI MORAIS DOS SANTOS

**TRATAMENTO CONTÁBIL DAS OBRIGAÇÕES DE BAIXA DE
ATIVOS DE LONGA DURAÇÃO: UMA APLICAÇÃO EM EMPRESAS
PÉTROLÍFERAS**

**RIO DE JANEIRO
2006**

ODILANEI MORAIS DOS SANTOS

**TRATAMENTO CONTÁBIL DAS OBRIGAÇÕES DE BAIXA DE
ATIVOS DE LONGA DURAÇÃO: UMA APLICAÇÃO EM EMPRESAS
PETROLÍFERAS**

FICHA CATALOGRÁFICA

Santos, Odilanei Moraes dos.

Tratamento Contábil das Obrigações de Baixa de Ativos de Longa Duração: uma aplicação em empresas petrolíferas / Odilanei Moraes dos Santos. – Rio de Janeiro, 2006.

227 fls.

Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) – Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Faculdade de Administração e Ciências Contábeis – FACC, 2006..

Orientador: José Augusto Veiga da Costa Marques.

1. Custo de Abandono. 2. Obrigações de Baixa de Ativos. 3. Empresas Petrolíferas - Teses. I. Marques, José Augusto Veiga da Costa (Orient.). II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Faculdade de Administração de Ciências Contábeis. III. Título.



RESUMO

SANTOS, Odilanei Moraes dos Santos. **Tratamento Contábil das Obrigações de Baixa de Ativos de Longa Duração: uma aplicação em empresas petrolíferas.** Orientador: José Augusto Veiga da Costa Marques. Rio de Janeiro: FACC/UFRJ, 2006. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis).

De acordo com o segmento de atuação, algumas empresas são obrigadas a desmontar, remover, desmobilizar e desativar seus ativos ao final de um projeto ou atividade e, ainda, a restaurar e recuperar a área ocupada, para as condições ecológicamente similares às existentes antes do início da ocupação. Dentre essas empresas, tem-se as petrolíferas. Até recentemente, não existia uniformidade quanto ao reconhecimento contábil dessas obrigações. Em 2001, o FASB emitiu o SFAS 143 com objetivo de uniformizar as práticas contábeis relacionadas ao reconhecimento das obrigações de baixa de ativos e de permitir a comparabilidade das demonstrações contábeis. Assim, o objetivo deste estudo consiste em apresentar e analisar as determinações contidas na norma norte-americana SFAS 143, para se aferir os impactos nos demonstrativos contábeis das empresas petrolíferas decorrentes do reconhecimento de uma provisão para baixa de ativos (provisão para abandono). Este estudo se caracteriza como descritivo, delineado por meio de pesquisa (a) bibliográfica (fundamentação teórica relacionada ao reconhecimento de ativos e passivos e o tratamento da amortização, bem como aos aspectos relacionados às atividades de exploração e produção de petróleo); (b) documental (estudo das normas relacionadas ao reconhecimento de obrigações de baixa de ativos); e (c) estudo de caso (apurar os efeitos do SFAS 143 nos demonstrativos contábeis do período de 2002 a 2005 das empresas Petrobras e Shell). Constatou-se a diversidade de práticas empregada pelas duas empresas pesquisadas antes da vigência do SFAS 143. Os efeitos iniciais da adoção do SFAS 143 foram mais significativos na Petrobras, que reverteu 90,1% (US\$ 1.166 milhões) da provisão para abandono constituída antes da norma, enquanto que na Shell, o impacto da mudança de prática contábil somou US\$ 255 milhões, ou apenas 7% do montante da provisão anteriormente constituída. A Petrobras atendeu todas as exigências impostas pelo SFAS 143, enquanto que a Shell atendeu parcialmente as exigências da norma, mas divulgou informações adicionais relevantes, de natureza não obrigatória, como a taxa de juros livre de risco utilizada em suas estimativas e o montante da obrigação futura.

ABSTRACT

SANTOS, Odilanei Moraes dos Santos. **Tratamento Contábil das Obrigações de Baixa de Ativos de Longa Duração: uma aplicação em empresas petrolíferas.** Orientador: José Augusto Veiga da Costa Marques. Rio de Janeiro: FACC/UFRJ, 2006. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis).

Accordingly to the industry they belong, some companies are compelled to dismantle, remove, demobilize and revert their assets when a project, or activity, meets an end. Furthermore, they have to recover the site they once stood, so that it keeps the same environmental conditions as before. Along these companies, came oil companies. Up until recently, there weren't standards regarding accounting procedures of these obligations. In 2001, FASB issued SFAS 143, aiming to unify the accounting practices related to acknowledging liabilities that arisen from the reversion of assets, as well as to allow comparability between financial statements. Therefore, the main goal of this study consists of presenting and analyzing the determinations comprised in the North-American principle known as SFAS 143, in order to gauge the impacts on the financial statements of oil companies due to a provision for reverting assets (provision for abandonment). This is a descriptive study, carried out through (a) bibliographical research (theoretical grounds related both to acknowledging assets and liabilities and amortization treatment, as well as the aspects regarding oil exploration and production); (b) documental research (study of principles related to acknowledging liabilities that arisen from the reversion of assets); and (c) case study (finding out the effects that SFAS 143 causes on the financial statements of the period that intervenes 2002 to 2005 for the companies: Petrobras and Shell). A variety of practices engaged by the two companies has been verified before SFAS 143 was in force. Initial effects of the adoption of SFAS 143 were more relevant at Petrobras, who made possible a reversion of 90.1% (which corresponds to US\$1,166 million) of the provision for abandonment before the principle was in vigour, whereas in Shell, the impact brought by the change of the accounting practice amounted to US\$255 million, what represents only 7% of the amount of the provision priorly constituted. Petrobras complied with all the requirements of SFAS 143, whilst Shell complied with only few of the requirements, nevertheless, Shell releases some relevant additional information, of non-mandatory nature, e.g. the risk-free tax rate used in its estimates and the amount of the future obligation.

*Com todo amor e carinho,
a minha esposa Paula Danyelle.*

AGRADECIMENTOS

Pela concretização desse sonho, os seguintes agradecimentos são necessários, sem, contudo, guardar ordem de preferência ou importância:

Tudo começou a ser delineado às margens do Rio Guamá, no campus profissional da Universidade Federal do Pará (UFPA), quando cursava o curso de graduação em Ciências Contábeis. Assim, o agradecimento inicial vai para as Universidades públicas, particularmente as do Norte do Brasil, que apesar de todas as dificuldades estruturais e financeiras, ainda conseguem proporcionar um aprendizado de qualidade e a concretização de sonhos: aos professores do curso graduação em Ciências Contábeis da UFPA, especialmente ao professor Soler, por terem me iniciado no mundo da contabilidade.

Ao meu pai Joaquim e minha mãe Maria, que não mediram esforços para me garantir uma educação digna e de qualidade, essencial para conclusão desta etapa de meus estudos e pelo apoio, incentivo e amor de sempre em todas as etapas de minha vida; e aos meus irmãos Odilacir e Oderlan, pelo apoio, incentivo e união. Apesar da distância que nos separa, as palavras ditas ao telefone foram fundamentais nesses últimos cinco anos morando distante de vocês.

Ao Chico e Odete – pais postiços de minha esposa, doutores em geologia, pesquisadores de primeira mão e grandes incentivadores. O ambiente de pesquisa que encontrei quando entraram em minha vida foi um grande motivador. A observação do modo como vocês conduzem suas pesquisas e a qualidade, em termos de estruturação e metodologia, de alguns estudos que li (apesar da maioria das vezes não entender quase nada do que se tratava) contribuíram de forma relevante na forma de pensar e conduzir minhas pesquisas.

Ao professor doutor José Augusto Veiga da Costa Marques – grande exemplo de vida e maior incentivador do Programa de Mestrado da FACC/UFRJ – por ter abraçado a minha orientação desde o primeiro momento que lhe apresentei o tema; pelos conhecimentos transmitidos e inesgotável paciência; pelas correções e parcerias em diversos artigos desenvolvidos durante o curso; e pela dedicação e competência com que conduziu a orientação.

Aos professores doutores, Natan Szuster e Moacir Sancovschi, pelos valiosos ensinamentos em sala de aula e pelas observações e críticas pertinentes na banca de qualificação e de defesa pública deste estudo, contribuindo assim para sua versão final.

Ao professor doutor Carlos Roberto de Godoy, pelas contribuições relevantes a este estudo, seja pela sua Tese de Doutorado utilizada ao longo deste estudo como base teórica, seja pelos seus comentários e sugestões de melhoria na banca de defesa pública deste estudo.

Ao professor doutor José Ricardo, que assumiu a coordenação do programa de mestrado da FACC/UFRJ em 2005 e imprimiu maior qualidade ao curso, cobrando dos professores e alunos dedicação, seriedade e cumprimento dos prazos acordados, tudo para conduzir o programa ao credenciamento em 2007 junto a CAPES do curso de Doutorado em Ciências Contábeis, um sonho perseguido por todos anc

Paulinho, Márcia Josetti e Dorismar (minha referência de família no Rio), Márcia Nabut (minha chefe na Caixa Econômica), Profa. Jurema (com os textos em inglês), Carlos Eduardo (meu padrinho no mestrado), Claudio Rodrigues (com os *abstracts*), Walter, Marco Aurélio, Felipe, Alan e Patrício.

Finalmente, a conclusão de um projeto como esse não é mérito de uma única pessoa. Com essa dissertação não é diferente. Assim, o alicerce dela deve-se a minha esposa Paula, que me ajudou a construir esse projeto, desde da época da UFPA, às margens do Rio Guamá, quando éramos namorados. Quando mudei da Caixa Econômica para Petrobras e, conseqüentemente, tive que repensar meu projeto de pesquisa, lá estava ela novamente ajudando-me a construir o tema dessa dissertação. Além disso, o seu apoio incondicional, as diversas discussões científicas que tivemos, as críticas construtivas, as diversas dicas sobre o mundo Petrobras, as leituras e correções realizadas e a compreensão pelas minhas ausências e pelos diversos filmes que deixamos de ver no cinema, foram fundamentais para a conclusão desta dissertação.

Dany, sem você o desfecho deste estudo não seria possível. Muito obrigado!

LISTAS DE ABREVIATURAS

ANP – Agência Nacional de Petróleo

bbl – Barril

boe – Barril de óleo equivalente

bpd – Barril por dia

CFC – Conselho Federal de Contabilidade

CVM – Comissão de Valores Mobiliários

E&P – Exploração e Produção de Petróleo

FASB – *Financial Accounting Standards Board*

FIN – *FASB Interpretation*

IASB – *International Accounting Standards Board*

IAS – *International Accounting Standards*

IBRACON – Instituto dos Auditores Independentes do Brasil

IFRS – *International Financial Reporting Standards*

MMS – *Minerals Management Service*

NBC – Norma Brasileira de Contabilidade

SEC – *Security Exchange Commission*

SFAS – *Statement of Financial Accounting Standards*

US GAAP – Padrão Contábil Norte-Americano

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Comportamento das despesas geradas pelo reconhecimento de uma obrigação de baixa de ativo	61
Quadro 2 – Comparação do SFAS 143 com as normas internacionais e brasileiras	69
Quadro 3 – Número de empresas participantes por rodada, 1999 a 2004.....	75
Quadro 4 – Estimativas de Custos de Abandono para Plataformas Offshore da Califórnia.....	112
Quadro 5 – Comparação dos Métodos dos Esforços Bem Sucedidos e do Custo Total.....	123
Quadro 6 – Relação das Taxas de Amortização e Depreciação.....	128
Quadro 7 – Valor Anual da Amortização e Depreciação.....	129
Quadro 8 – Valor Anual do Ajuste da Provisão para Abandono pela Passagem de Tempo.....	131
Quadro 9 – Valor Anual do Ajuste da Provisão para Abandono Revisado.....	133
Quadro 10 – Valores Adicionais das Despesas de Amortização.....	134
Quadro 11 – Maiores Empresas Petrolíferas	139
Quadro 12 – Posicionamento da Petrobras no Mundo em 2006.....	142
Quadro 13 – Movimentação da provisão para abandono no 20-F 2003	147
Quadro 14 – Movimentação <i>pró-forma</i> da provisão para abandono no 20-F 2003.	148
Quadro 15 – Movimentação <i>pró-forma</i> do resultado consolidado no 20-F 2003.....	149
Quadro 16– Movimentação da provisão para abandono no 20-F 2004	151
Quadro 17 – Movimentação <i>pró-forma</i> do resultado consolidado no 20-F 2004.....	152
Quadro 18 – Movimentação da provisão para abandono no 20-F 2005	154
Quadro 19 – Custos capitalizados relativos às atividades de E&P	155
Quadro 20 – Aderência da Petrobras às exigências do SFAS 143.....	156
Quadro 21 – Divulgação de informações adicionais pela Petrobras referentes ao SFAS 143.....	156

Quadro 22 – Posicionamento da Shell no Mundo em 2006	158
Quadro 23 – Movimentação da provisão para abandono no 20-F 2003.	161
Quadro 24 – Movimentação da provisão para abandono no 20-F 2004.	165
Quadro 25 – Movimentação da provisão para abandono no 20-F 2005	166
Quadro 26 – Aderência da Shell às exigências do SFAS 143.....	168
Quadro 27 – Divulgação de informações adicionais da Shell referentes ao SFAS 143.....	168
Quadro 28 – Comparação da aderência da Petrobras e Shell às exigências do SFAS 143.....	169
Quadro 29 – Comparação entre Petrobras e Shell referente as informações adicionais	169

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Produção e Consumo de Petróleo no Mundo.....	74
Tabela 2 – Plataformas Brasileiras de Produção <i>Offshore</i>	97
Tabela 3 – Índice de Sucesso na Perfuração de Poços.....	121
Tabela 4 – Receita e Gastos Incorridos	122
Tabela 5 – Demonstração do Resultado	122
Tabela 6 – Composição dos Ativos	122
Tabela 7 – Valor dos Gastos Capitalizados em 01/01/20X1	126
Tabela 8 – Gastos Futuros com Abandono e Valor Presente	127
Tabela 9 – Valor Contábil de Ativo e Passivo em 01/01/20X1	127
Tabela 10 – Valor Contábil de Ativo e Passivo em 31/12/20X1	131
Tabela 11 – Valor Presente das Novas Estimativas dos Gastos com Abandono ...	132
Tabela 12 – Valor Contábil de Ativo e Passivo em 31/12/2X11	132
Tabela 13 – Gastos com Abandono Efetivo	135

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Ilustração 1 – Constituição da provisão para abandono de acordo com a produção de petróleo	58
Ilustração 2 – Valor da obrigação de abandono de ativo ao longo do tempo.....	59
Ilustração 3 – Comportamento do ativo e passivo pelo reconhecimento de uma obrigação de baixa de ativo	62
Ilustração 4 – Distribuição das Reservas Provadas de Petróleo pelo Mundo	73
Ilustração 5 – Cadeia de Transporte, Distribuição e Estocagem de Petróleo	77
Ilustração 6 – Processo de Comercialização dos Derivados de Petróleo	78
Ilustração 7 – Cadeia Produtiva de uma Empresa de E&P	79
Ilustração 8 – Condição para o Abandono	91
Ilustração 9 – Árvore de Natal e Cavalo de Pau.....	93
Ilustração 10 – Tipos de Plataformas	94
Ilustração 11 – Distribuição das Instalações Offshore no Mundo.....	95
Ilustração 12 – Distribuição da Produção de Petróleo.....	96
Ilustração 13 – Evolução da Profundidade dos Poços	97
Ilustração 14 – Árvore de Natal <i>Subsea</i>	99
Ilustração 15 – Visão Geral dos Equipamentos no Leito do Mar.....	99
Ilustração 16 – Plataforma Fixa <i>Offshore</i>	101
Ilustração 17 – Esquema de Tamponamento de Poço.....	103
Ilustração 18 – Preparando a Plataforma para Remoção	103
Ilustração 19 – Submergível Tripulado e Operado Remotamente.....	104
Ilustração 20 – Remoção de Dutos	105
Ilustração 21 – Remoção em Módulos ou do <i>Topside</i> Inteiro	105
Ilustração 22 – Remoção e Transporte das Jaquetas	106

Ilustração 23 – Tombamento e Remoção Parcial das Jaquetas e Estacas.....	107
Ilustração 24 – Recifes Artificiais e Reutilização da Plataforma.....	107
Ilustração 25 – Balsas Guindastes e Embarcação de Mobilização de Cargas Pesadas	108
Ilustração 26 – Transporte de Plataformas	109
Ilustração 27 – Verificação do Leito do Mar, Descarte e Tratamento.....	110
Ilustração 28 – Opções de Abandono	111
Ilustração 29 – Composição dos Custos de Abandono	112
Ilustração 30 – Contabilização pelo Método dos Esforços Bem Sucedidos	124
Ilustração 31 – Custos Capitalizados da Shell em 2003	164

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	19
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	19
1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA.....	23
1.3 OBJETIVOS	23
1.3.1 Objetivo Geral.....	23
1.3.2 Objetivos Específicos.....	24
1.4 RELEVÂNCIA DO ESTUDO	24
1.5 DELIMITAÇÃO DO ESTUDO.....	25
1.6 ASPECTOS METODOLÓGICOS	26
1.7 TERMINOLOGIA OPERACIONAL.....	27
1.8 ESTRUTURA DO ESTUDO.....	29
CAPÍTULO 2 – BASES CONCEITUAIS SOBRE ATIVOS, PASSIVOS E AMORTIZAÇÃO	31
2.1 DEFINIÇÕES E AVALIAÇÃO DE ATIVOS	31
2.2 DEFINIÇÕES E RECONHECIMENTO DE PASSIVOS	37
2.3 ABORDAGEM AMPLA DA AMORTIZAÇÃO	41
2.3.1 Depreciação	42
2.3.2 Exaustão de Recursos Naturais.....	44
2.4 RESUMO.....	45
CAPÍTULO 3 - OBRIGAÇÃO DE BAIXA DE ATIVOS DE LONGA DURAÇÃO	46
3.1 OBRIGAÇÃO DE BAIXA DE ATIVOS DE LONGA DURAÇÃO – SFAS 143	46
3.2 RECONHECENDO UMA OBRIGAÇÃO DE BAIXA DE ATIVOS DE LONGA DURAÇÃO	48
3.3 A QUESTÃO DO VALOR JUSTO.....	51
3.4 QUANTIFICAÇÕES SUBSEQÜENTES	53
3.5 DIVULGAÇÃO DAS INFORMAÇÕES.....	55

3.6 EFEITOS DA APLICAÇÃO INICIAL DO SFAS 143	56
3.7 ASPECTOS CONTÁBEIS RELEVANTES	57
3.8 OBRIGAÇÃO DE BAIXA DE ATIVOS DE LONGA DURAÇÃO NAS NORMAS INTERNACIONAIS E BRASILEIRAS.....	62
3.8.1 Normas Internacionais	63
3.8.2 Normas Brasileiras.....	65
3.9 RESUMO.....	69
CAPÍTULO 4 - O SETOR PETROLÍFERO	71
4.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO SETOR PETROLÍFERO.....	71
4.2 AS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	79
4.3 CLASSIFICAÇÃO DOS GASTOS NAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	85
4.4 RESUMO.....	90
CAPÍTULO 5 - O CUSTO DE ABANDONO DE ATIVOS DE LONGA DURAÇÃO DO SETOR PETROLÍFERO	91
5.1 CARACTERIZAÇÃO DO ABANDONO	91
5.2 CARACTERIZAÇÃO DOS ATIVOS DE LONGA DURAÇÃO DO SETOR PETROLÍFERO....	92
5.3 Os CUSTOS E A PROMOÇÃO DO ABANDONO.....	99
5.4 RESUMO.....	113
CAPÍTULO 6 - CONTABILIDADE DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.....	115
6.1 CONTABILIZAÇÃO PELO MÉTODO DOS ESFORÇOS BEM SUCEDIDOS.....	116
6.2 CONTABILIZAÇÃO PELO MÉTODO DO GASTO TOTAL	118
6.3 CONTABILIZANDO O CUSTO DE ABANDONO.....	123
6.4 RESUMO.....	136
CAPÍTULO 7 – EFEITOS DA ADOÇÃO DO SFAS 143 EM EMPRESAS PETROLÍFERAS.....	137

7.1 OPERACIONALIZAÇÃO DO ESTUDO.....	137
7.1.1 Escolha das Empresas Pesquisadas	138
7.1.2 Coleta e Tratamento dos Dados.....	139
7.2 O CASO DA EMPRESA PETROBRAS.....	140
7.2.1 Apresentação da Empresa.....	141
7.2.2 Análise do Formulário 20-F da Petrobras de 2002.....	142
7.2.3 Análise do Formulário 20-F da Petrobras de 2003.....	144
7.2.4 Análise do Formulário 20-F da Petrobras de 2004.....	149
7.2.5 Análise do Formulário 20-F da Petrobras de 2005.....	153
7.2.6 Sumário dos Efeitos do SFAS 143 na Petrobras.....	155
7.3 O CASO DA EMPRESA SHELL	157
7.3.1 Apresentação da Empresa.....	157
7.3.2 Análise do Formulário 20-F da Shell de 2002	159
7.3.3 Análise do Formulário 20-F da Shell de 2003	160
7.3.4 Análise do Formulário 20-F da Shell de 2004	164
7.3.5 Análise do Formulário 20-F da Shell de 2005	165
7.3.6 Sumário dos Efeitos do SFAS 143 na Shell	167
7.4 RESUMO COMPARATIVO DOS RESULTADOS DA PETROBRAS E SHELL.....	169
CAPÍTULO 8 - CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES.....	172
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	178
ANEXOS	187

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

De acordo com o segmento de atuação, algumas empresas são obrigadas ao final das operações de um projeto ou atividade a desmontar, remover, desmobilizar, desativar, tirar de serviço, reverter, reciclar, demolir ou vender os ativos de longa duração empregados no projeto ou atividade e, ainda, a restaurar e recuperar a área explorada/ocupada para as condições ecologicamente similares às existentes antes do início do projeto ou atividade.

Essa obrigação é comumente conhecida como obrigação de abandono de ativos ou obrigação de baixa de ativos de longa duração. Expressões como descomissionamento, desmantelamento ou simplesmente abandono também são empregadas para qualificar essa etapa no ciclo de vida de um projeto ou atividade.

A indústria petrolífera é conhecida por natureza como potencialmente agressiva ao meio ambiente. Para que os campos de petróleo tenham condições de produzir, poços são perfurados e diversos equipamentos e instalações de suporte são construídos e instalados no local. Quando a operação ocorre no mar, a complexidade e porte das instalações e equipamentos aumentam consideravelmente, além da necessidade do emprego de plataformas de produção. Também são inerentes às atividades, os altos riscos de contaminação do meio ambiente.

Em função dessas características, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural estão sujeitas a uma ampla variedade de leis, regulamentos e exigências de licenciamento dos órgãos reguladores, relativos à proteção da saúde humana e do meio ambiente, tornando o setor altamente regulado e com normas ambientais rígidas, principalmente após os eventos danosos ao equilíbrio ecológico ocorridos nos últimos anos.

No Brasil, além das normas emanadas pelos órgãos de proteção do meio ambiente, tais como Ministério do Meio Ambiente e IBAMA, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) é a responsável por promover a regulação, a contratação e a

fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, de acordo com o estabelecido na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Neste contexto, a ANP trata da questão do abandono por meio das exigências contidas na Portaria nº 25, de 6 de março de 2002 (que revogou a Portaria nº 176 de 27.10.99) e na Portaria nº 114, de 25 de julho de 2001. Basicamente, essas Portarias definem os procedimentos a serem adotados quando da devolução de áreas de concessão a ANP, quais sejam:

- Regulamenta o abandono de poços;
- Estabelece procedimentos para desativação e remoção de bens;
- Exige a recuperação ambiental da área ocupada;
- Permite a remediação “in loco” se tecnicamente indicada;
- Determina a remoção e tratamento de diques com produtos perigosos;
- Determina a remoção de equipamentos de superfície, tubulações e instalações e dutos de escoamento da produção;
- Estabelece que faixas de terreno e edificações devem estar livres de

plataforma deve ser removida e levada para terra para ser reutilizada, reciclada ou descartada de forma segura; todas estacas e jaquetas pesando menos do que 10.000 toneladas devem ser totalmente removidas e levadas para terra para serem reutilizadas, recicladas ou descartadas e para os casos com peso maior de que 10.000 toneladas, pressupõe a remoção completa, mas dentro das condições operacionais e de segurança ambiental, em função da maioria das plataformas serem de concreto. (EKINS, VANNER e FIREBRACE, 2005).

Dessa forma, um dos grandes desafios da indústria petrolífera *offshore* está em garantir a destinação segura das estruturas de exploração e produção (E&P) após o término da fase produtiva. Diferentemente de muitas outras atividades produtivas, nas atividades de E&P *offshore*, além dos investimentos iniciais para implantação do projeto, e dos fluxos de caixa positivos gerados pelas atividades normais inerentes, deve-se considerar uma terceira fase, a qual gera um inevitável fluxo de caixa negativo. Trata-se justamente dos gastos com descomissionamento que ocorrem no final do ciclo de vida de qualquer campo de petróleo. (PARENTE *et al.*, 2006).

Ou seja, consiste em uma obrigação inevitável, usualmente exigida por meio de regulamentações federais, estaduais ou estrangeiras, ou mesmo decorrentes de obrigações contratuais (JENNING, FEITEN e BROCK, 2000) e que são extremamente elevados e em muitos casos chegam a exceder os próprios gastos para construir e preparar as instalações para produção. (GODOY, 2004).

Em termos contábeis, até junho de 2002, as empresas petrolíferas contabilizavam as obrigações de baixa de ativos de longa duração da forma que lhes fosse mais prática, ou mesmo não reconheciam a obrigação futura em seus demonstrativos contábeis.

Para as empresas que adotam as normas contábeis norte-americanas, as normas contábeis que tratavam especificamente do assunto e aplicadas as empresas petrolíferas eram, até então, o *Statements of Financial Accounting Standards n° 19 – Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies* (SFAS 19), do *Financial Accounting Standard Board (FASB)* e o *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 (Reg. S-X Rule 4-10) da *Securities and Exchange Commission* (SEC).

Pelo SFAS 19 e o Reg. S-X, Rule 4-10, as estimativas dos custos de abandono, líquidos dos valores residuais dos ativos de longa duração, deveriam ser considerados custos amortizáveis, ou seja, levados em conta na determinação das despesas de amortização.

Embora os custos de abandono fossem de certa forma considerados no computo da amortização, até recentemente não existia orientação clara e direcionada de como esses custos, efetivamente, deveriam ser mensurados e registrados na estrutura patrimonial das empresas petrolíferas.

Em função da falta dessa base normativa clara, as empresas vinham contabilizando a obrigação de baixa de ativos de longa duração, basicamente de duas maneiras: (1) a constituição de provisões no passivo, na proporção relativa a produção das reservas de petróleo, em contrapartida a uma despesa no resultado do exercício; ou (2), seguindo o SFAS 19 e o Reg. S-X, Rule 4-10, a contabilização de uma despesa de amortização ou uma provisão, em contrapartida a amortização acumulada, também na proporção relativa a produção das reservas de petróleo.

É importante observar que na segunda situação, os registros contábeis podem levar ao reconhecimento de um montante de “depreciação acumulada” que exceda o custo histórico do ativo. Tal situação, conforme Alexander e Hiner (2001), é a que algumas empresas referem-se como “valor residual negativo”. Isso resulta do reconhecimento de uma parcela adicional de despesas de depreciação, que não tem valor correspondente no ativo depreciado.

Gallun, Stevenson e Nichols (1993) explicam que na prática, muitas empresas petrolíferas não vinham contabilizando os custos de abandono como passivos, ou não levavam em consideração no cálculo do valor da amortização, em função da dificuldade em se estimar adequadamente os custos inerentes a obrigação futura.

Considerando o cenário apresentado, a comparabilidade das demonstrações contábeis das empresas com obrigações futuras de baixa de ativos de longa duração estava prejudicada, além de que, obrigações que atendiam a definição de passivo não vinham sendo reconhecidas quando tais obrigações incorriam.

Neste contexto, o FASB justificou a emissão do *Statements of Financial Accounting Standards* nº 143 – *Accounting for Asset Retirement Obligations* (SFAS 143) em 2001 e definiu as práticas relacionadas ao tratamento contábil aplicado ao reconhecimento e controle das obrigações de baixa de ativos de longa duração.

1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Considerando que a norma emitida pelo FASB trouxe mudanças significativas no arcabouço contábil ao uniformizar o tratamento e controle aplicado às obrigações de baixa de ativo de longa duração e que as empresas petrolíferas foram diretamente afetadas, desenvolveu-se este estudo com vista a atender a seguinte problemática:

Como a norma SFAS 143 afetou as demonstrações contábeis das empresas petrolíferas, no que diz respeito ao reconhecimento contábil das obrigações de baixa de ativos de longa duração?

1.3 OBJETIVOS

Para atender adequadamente a problemática aplicada, os objetivos a seguir foram perseguidos ao longo deste estudo.

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste estudo consiste em apresentar e analisar as determinações contidas no SFAS 143 referentes à obrigação de baixa de ativos de longa duração, visando aferir os impactos nos demonstrativos contábeis das empresas petrolíferas decorrentes do reconhecimento contábil da provisão de abandono.

1.3.2 Objetivos Específicos

Com a finalidade de atingir o objetivo geral, o estudo apresenta os seguintes objetivos específicos:

- a) *Apresentar as principais características da obrigação de baixa de ativos de longa duração contidas no SFAS 143, descrevendo os aspectos contábeis relevantes que tangenciam a norma.*
- b) *Analisar os aspectos conceituais relacionados ao reconhecimento de ativos e passivos e ao tratamento da amortização.*
- c) *Apresentar as principais normas, brasileira e internacional, sobre o reconhecimento de obrigações de baixa de ativos de longa duração e comparar com o SFAS 143.*
- d) *Caracterizar o setor petrolífero e os principais ativos de longa duração das atividades de exploração e produção de petróleo.*
- e) *Analisar os impactos da adoção do SFAS 143 na estrutura patrimonial das empresas petrolíferas.*

1.4 RELEVÂNCIA DO ESTUDO

O petróleo representa a principal fonte de energia primária consumida no mundo e movimenta bilhões de dólares diariamente em atividades industriais gigantescas, sendo imprescindível às facilidades e comodidades da vida moderna.

Além disso, os benefícios proporcionados pelo setor petrolífero são verificados em termos de finanças públicas, balança comercial, geração de emprego, pesquisa e desenvolvimento tecnológico, em termos fiscais dada pela multiplicidade de fatos geradores de impostos a ele associados. No Brasil, a contribuição média do setor petrolífero ao PIB nacional em 2004 foi de cerca de 8,11%, mostrando a importância do setor petrolífero para a economia nacional.

Apesar da importância do setor petrolífero, de acordo com Silva (2004), existe uma escassez de literatura nacional específica relacionada aos aspectos contábeis

das atividades de exploração e produção de petróleo, além de ainda não existir normas contábeis específicas nem um plano de contas estruturado para o setor.

Numa outra abordagem, os gastos envolvidos nas operações de desmantelamento, remoção, recuperação e abandono são expressivos para as empresas petrolíferas. Em 1997, Pittard (1997) estimou que os gastos necessários para abandonar 6.500 plataformas existentes no mundo girariam entre US\$ 29 e US\$ 40 bilhões.

Com isso, os custos de abandono (desmantelamento, remoção e restauração do local) devem ser, portanto, componentes fundamentais em qualquer análise de viabilidade econômica, uma vez que, em alguns casos, eles são extremamente elevados e chegam a exceder os investimentos realizados na construção da infraestrutura e instalação dos equipamentos necessários a produção de petróleo. (JENNING, FEITEN e BROCK, 2000).

Finalmente, a norma SFAS 143 do FASB é relativamente nova, pois vigorou a partir do exercício social iniciado após 15 de junho de 2002, mas afetou, de fato, os exercícios sociais encerrados a partir de 2003. A norma trouxe mudanças significativas no tratamento e controle contábil das obrigações de baixa de ativos de longa duração, sendo que sua aplicação e entendimento encontram-se em processo de solidificação.

Conjugando todos esses fatores, este estudo se justifica pela importância do setor petrolífero para economia brasileira e mundial, pela representatividade do custo de abandono para as empresas petrolíferas e, principalmente, por proporcionar a expansão do arcabouço conceitual da contabilidade das atividades de exploração e produção de petróleo e pela contribuição aos usuários das demonstrações contábeis na compreensão das informações divulgadas pelas empresas petrolíferas em relação às obrigações de baixa de ativos de longa duração.

1.5 DELIMITAÇÃO DO ESTUDO

A exigência do reconhecimento de obrigações futuras, contida na norma norte-americana SFAS 143, abrange todas as entidades que possuem obrigações

associadas à baixa de ativos de longa duração resultantes da aquisição, construção, expansão e/ou da operação normal do ativo, tais como: obrigações de descomissionamento de instalações de geração de ene

do setor petrolífero e de seus ativos de longa duração, utilizou-se a pesquisa bibliográfica, a qual ofereceu suporte e fundamentação teórica ao estudo.

Sob a ótica da Teoria da Contabilidade e Contabilidade Internacional, a apresentação das normas norte-americanas, internacionais e brasileiras, relativas a contabilização das obrigações de baixa de ativos de longa duração, assume as características de uma pesquisa documental.

Por fim, procurou-se conhecer a realidade do reconhecimento das obrigações de baixa de ativos de longa duração em empresas petrolíferas, sem, contudo, interferir no ambiente existente. Nesse sentido, utilizou-se do estudo de caso das empresas Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) e Royal Dutch Shell (Shell), para descrever os impactos da adoção do SFAS 143 em seus demonstrativos contábeis. Foram analisados os relatórios (Formulário 20-F) publicados por essas empresas no período compreendido entre 2002 e 2005.

1.7 TERMINOLOGIA OPERACIONAL

Tendo em vista que este estudo faz referências a alguns termos específicos do setor petrolífero, é necessário definir e descrever corretamente a terminologia especializada utilizada. Os termos aqui expostos estão baseados em Godoy (2004) e Silva (2004).

Bloco – pequena parte de uma bacia sedimentar onde são desenvolvidas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Campo – área produtora de petróleo ou gás natural a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório que possuem as mesmas características geológicas e/ou condições estratigráficas, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção.

Completação de poços – para deixar o poço em condições de produção, é preciso revesti-lo com tubos de aço. Coloca-se em torno dele uma camada de cimento, para impedir a penetração de fluídos indesejáveis e o desmoronamento de suas paredes. A operação seguinte é o canhoneio, no qual um canhão especial desce pelo interior do revestimento e, acionado da superfície, provoca perfurações no aço e no cimento, abrindo furos nas zonas portadoras e óleo ou gás, permitindo o

escoamento desses fluídos para o interior do poço. Outra tubulação, de menor diâmetro (coluna de produção), é introduzida no poço para conduzir os fluídos até a superfície. Instala-se no topo do poço um conjunto de válvulas conhecido como “árvore-de-natal” para controlar a produção.

Poços – orifício perfurado no solo através do qual se obtém ou se intenciona obter petróleo ou gás natural, ou ainda para a introdução de uma camada subterrânea de água ou gás sob pressão.

Poços exploratórios – são poços perfurados para achar e produzir óleo e gás em uma área não provada; para achar um novo reservatório em um campo com outro reservatório que é produtivo; ou para saber a extensão de um reservatório conhecido. Geralmente, um poço exploratório é qualquer poço que não é um poço de desenvolvimento, um poço de serviço, ou um poço de teste estratigráfico.

Poços de desenvolvimentos – são poços perfurados dentro de uma área provada de um reservatório de óleo e gás e que se conhece a capacidade produtiva.

Poços de serviços – são poços perfurados com o propósito de manter a produção em um campo existente. O reservatório possui uma pressão natural que vai diminuindo gradualmente devido a retirada de óleo e gás natural, dificultando a elevação do óleo e do gás à superfície conforme a produção do campo. Os poços de serviço ajudam a recuperar a pressão original do reservatório através da injeção de água, reinjeção de parte do próprio gás retirado ou outro tipo de fluído.

Poços de testes estratigráficos – são poços perfurados para se obter informações sobre a camada geológica subterrânea e a profundidade de tais camadas, ou seja, são perfurados sem a intenção de serem completados posteriormente para a produção de hidrocarbonetos. Os poços de testes estratigráficos são classificados como: (1) tipo-exploratório, que são perfurados em áreas não provadas e (2) tipo-desenvolvimento, quando são perfurados em uma área provada.

Propriedades provadas – área em que se pode atribuir especificamente a existência de uma reserva provada.

Propriedades não-provadas – propriedades sem reservas provadas conhecidas.

Reserva – recursos descobertos de petróleo e/ou gás natural comercialmente recuperável a partir de uma determinada data.

Reservatório – formação subterrânea porosa e permeável, produtora de óleo e gás que estão confinados por uma rocha impermeável ou por barreiras de água, e separada de outros reservatórios. As categorias de reservas podem ser definidas como: reservas provadas, desenvolvidas e não-desenvolvidas e, reservas não-provadas.

Reservas Provadas – reservas de petróleo e/ou gás natural que, com base na análise de dados geológicos ou de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributárias brasileiras.

Reservas provadas desenvolvidas – são reservas de óleo e gás que podem ser recuperadas através dos poços existentes e quando todos equipamentos necessários à produção já se encontram instalados.

Reservas provadas não-desenvolvidas – são as reservas que se espera recuperar através de novos poços e em áreas não perfuradas, ou por poços existentes onde um gasto significativo para recompletação é requerido.

1.8 ESTRUTURA DO ESTUDO

Além deste capítulo introdutório, que apresenta a contextualização do tema, a problemática, os objetivos e relevância do estudo, esta pesquisa se distribui por outros sete capítulos.

No Capítulo 2, o estudo envolve a revisão bibliográfica dos aspectos conceituais relacionados ao reconhecimento de ativos e passivos e ao tratamento da amortização. Esse embasamento conceitual serve de sustentação para introdução da temática obrigação de baixa de ativos de longa duração.

O Capítulo 3 caracteriza-se pela apresentação e análise da norma norte-americana SFAS 143, pelo destaque das implicações do reconhecimento de

obrigações futuras de baixa de ativos e pelo estudo comparativo da temática no normativo brasileiro e internacional.

Os Capítulos 4 e 5 caracterizam o setor petrolífero, descrevendo sua importância, suas atividades e, principalmente, identificando seus ativos de longa duração que levam as empresas desse segmento a reconhecerem uma obrigação futura relacionada à baixa desses ativos.

No Capítulo 6, são apresentadas as práticas de contabilidade das atividades de exploração e produção de petróleo sob o enfoque dos métodos dos esforços bem sucedidos e dos gastos totais, concluindo com a descrição de uma rotina contábil para o reconhecimento das obrigações de baixa de ativos de longa duração.

O Capítulo 7 abriga os estudos de casos das empresas Petrobras e Shell. O objetivo é apresentar e analisar os impactos da adoção do SFAS 143 nos demonstrativos contábeis das empresas pesquisadas, com vistas a alimentar o estudo da aplicação da norma às empresas petrolíferas.

Por fim, no Capítulo 8 são apresentadas às considerações finais e recomendações para futuras pesquisas.

CAPÍTULO 2 – BASES CONCEITUAIS SOBRE ATIVOS, PASSIVOS E AMORTIZAÇÃO

O objetivo desse capítulo consiste em desenvolver as bases conceituais relacionadas ao reconhecimento de ativos, passivos e tratamento da amortização, uma vez que esses aspectos tangenciam a temática “obrigações de baixa de ativos de longa duração” contida no SFAS 143.

2.1 DEFINIÇÕES E AVALIAÇÃO DE ATIVOS

O entendimento do conceito de ativo é de fundamental importância para a Contabilidade pois está ligada a multiplicidade de relacionamentos dos elementos patrimoniais.

De acordo com Samuelson (1996, p. 147), os ativos são os elementos mais importantes da contabilidade pois “todos os outros elementos [passivo, patrimônio líquido, receita e despesa] são derivados do conceito de ativo”.

Neste contexto, Goulart (2002, p. 58) declara que passivos poderiam ser vistos como “ativos negativos” e que o patrimônio líquido, como “ativos líquidos”, ou, ainda, como “ativos livres de direitos de terceiros”. Em relação às receitas, como “a validação, pelo mercado, do incremento no potencial do ativo de gerar benefícios futuros” e, por fim, as despesas poderiam ser entendidas como “consumo de ativos” ou como “ativo expirado ou sacrificado”.

Encontra-se na Teoria Contábil, diversos conceitos para ativo. A seguir apresentam-se alguns deles.

Segundo Ludícibus (2000, p. 130), para se definir um ativo devem ser observados os seguintes aspectos:

1. o ativo deve ser considerado à luz de sua propriedade e/ou à luz de sua posse e controle; normalmente as duas condições virão juntas;
2. precisa estar incluído no ativo, em seu bojo, algum direito específico a benefícios futuros (...) ou, em sentido mais amplo, o elemento precisa

apresentar uma potencialidade de serviços futuros (fluxos de caixa futuros) para a entidade;

3. o direito precisa ser exclusivo da entidade (...).

No entendimento de Stickney e Weil (2001, p. 56), ativo de uma empresa “é um recurso cujo direito de uso que ela possui, e que lhe pode fornecer benefícios econômicos futuros”. Para os autores, somente pode-se reconhecer um ativo se “(1) no passado, a empresa adquiriu o direito de uso do recurso, em uma transação ou troca; e se (2) ela pode quantificar, com precisão razoável, os benefícios futuros”.

De acordo com o *Financial Accounting Standards Board (FASB)*, por meio do *Statements of Financial Accounting Concepts* nº 6 (SFAC 6) – *Elements of Financial Statements*, ativos são “prováveis benefícios econômicos futuros, obtidos ou controlados por uma dada entidade em consequência de transações ou eventos passados.”

O FASB esclarece que o termo “provável” deve ser entendido em seu sentido mais genérico, e não num sentido específico, contábil ou técnico, e refere-se aquilo que possa ser razoavelmente esperado com base em evidência disponível ou lógica, apesar de não ser totalmente certo nem comprovado. A sua inclusão na definição pretende reconhecer que os negócios e outras atividades econômicas ocorrem em ambientes caracterizados pelas incertezas de que alguns resultados sejam absolutos.

Nessa mesma linha, Lopes e Martins (2005, p. 143-144) conceituam ativos afirmando que eles “devem representar os possíveis benefícios futuros obtidos ou controlados por uma entidade como resultado de atividades passadas ou eventos”. Ainda segundo os autores, “o foco deve ser nos benefícios futuros da organização, sem a preocupação com sua propriedade jurídica”.

Voltando a definição do FASB, as características fundamentais dos ativos são:

1. Provável benefício futuro: corresponde à capacidade do ativo, isoladamente ou em combinação com outros ativos, de contribuir para a geração de entradas futuras líquidas de caixa;

2. Controle: uma entidade pode obter os benefícios e controlar o acesso de outras entidades a esses benefícios;

3. Eventos passados: a transação ou o evento originando o direito da entidade ao benefício, ou seu controle sobre o mesmo já terá ocorrido.

Hendriksen e Van Breda (1999, p. 285-286) comentam essas características listadas pelo FASB, que resumidamente são as seguintes:

a) existência de benefícios futuros específicos ou serviços potenciais. Direitos e serviços que se tenham expirado não devem ser incluídos, assim como aqueles com potencial de benefícios nulos ou negativos. A incerteza quanto ao seu valor futuro não lhes tira as características de ativo, a menos que esse valor seja igual a zero ou negativo.

b) os direitos devem ter valor para um indivíduo ou empresa específica. Não devem ser incluídos os de uso de bens públicos. Quando o direito tiver múltiplos proprietários, a entidade deverá computar apenas sua parte e ter controle sobre os ativos, de forma que possa exercer seus direitos sobre eles.

c) deve haver uma força legal para reivindicar os direitos e serviços, ou outras evidências de que o recebimento de benefícios futuros seja provável. Serviços que tenham de ser transferido para terceiros ou para o governo sem compensação não devem ser incluídos.

d) os benefícios econômicos devem resultar de transações ou eventos passados. Ativos não incluem aqueles que terão origem no futuro, que ainda não existam ou não estejam sob o controle da empresa.

White, Sondhi e Fried (2003, p. 14) também comentam a definição de ativos do FASB e afirmam que a fraqueza dessa definição é a falta de referência ao risco. Para os autores, existem casos em que uma empresa retém os riscos da posse de ativos ainda que não possuam, de direito, esses ativos.

A definição de Hendriksen e Van Breda (1999, p. 286) para ativos é a que os mesmos devem ser definidos como “potenciais de fluxos de serviços ou direitos a benefícios futuros sob o controle de uma organização. Os autores esclarecem que não mencionam a necessidade de “transação anterior”, com base no argumento de que essa condição tem sido utilizada pelas empresas para a não divulgação de certos elementos, bem como não incluem a necessidade de “evento anterior” por acreditarem que trata-se de um termo vago para constituir uma restrição.

Dos vários conceitos de ativos, fica clara a referência a “prováveis benefícios futuros”. Para Schuetze (1993, p. 68-69), contudo, a definição de ativo como provável benefício econômico futuro é altamente abstrata.

De acordo com o autor, um ativo não é reconhecido a menos que a entidade o adquira, por meio de pagamento a vista ou futuro, fato que conferirá ao ativo um custo. Ou seja, quando se pensa em ativo, fala-se em termos de custo e não em termos de futuros benefícios proporcionados pelo ativo. Com isso, segundo o autor, o custo em si que é identificado como um ativo e não o provável benefício econômico futuro.

Por fim, Goulart (2002, p. 62) afirma que “um ativo é reconhecido no balanço quando é provável que a empresa venha a receber dele benefícios econômicos futuros e o ativo tem um custo ou valor que possa ser medido em bases confiáveis”.

Por esse conceito, é necessário que o ativo seja medido, que tenha um valor monetário. Hendriksen e Van Breda (1999, p. 304) afirmam que “tem havido, durante décadas, um debate furioso a respeito de qual é a melhor maneira de medir ativos”.

Assim, Ludícibus (2000, p. 133) afirma que “no âmago de todas as teorias de mensuração dos ativos, se encontra a vontade de que a avaliação represente a melhor quantificação possível dos potenciais de serviços que o ativo apresenta para a entidade”.

Os principais critérios de avaliação de ativos são baseadas em valores de entrada e valores de saída. Desmembrando essas duas classes, têm-se os critérios: custo histórico, custo histórico corrigido, custo corrente e custo corrente corrigido para os valores de entrada e, preços correntes de saída, valores de liquidação, equivalentes correntes de caixa e valores descontados das entradas líquidas de caixa futuras, para os valores de saída (TINOCO, 1992; ALMEIDA e HAJJ, 1997 e GOULART, 2002).

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

Esse tem sido o conceito de avaliação mais comum em contabilidade, fato que tem lhe proporcionado um sinônimo de avaliação contábil (IUDÍCIBUS, 2000).

De acordo com Stickney e Weil (2001), quando da aquisição do ativo, seu valor constitui um “piso” para o valor dos benefícios futuros que ele deverá trazer para a empresa.

O custo histórico corrigido considera a variação dos preços utilizando um índice representativo da variação do poder aquisitivo da moeda, de modo a restabelecer os custos incorridos em operações anteriores. Segundo Tinoco (1992), “não traz, nem tampouco introduz, nenhum conceito inovador em relação a contabilidade tradicional”, mas, segundo Iudícibus (2000, p. 141) tem a vantagem de “levar a uma avaliação do patrimônio líquido que facilita as tomadas de decisões para manter o patrimônio pelo menos com a mesma potencialidade.”

O custo corrente, ou de reposição, representa o preço de troca que seria exigido hoje para obter o mesmo ativo ou um ativo equivalente. Esse preço de troca seria obtido em um mercado no qual ativos semelhantes sejam comprados e vendidos e associado ao ativo possuído (HENDRIKSEN e VAN BREDA, 1999).

De acordo com Tinoco (1992), essa metodologia tem a vantagem de (1) representar a melhor medida de valor de entradas; (2) possibilitar a identificação de ganhos ou perdas pela manutenção de ativos; (3) é mais significativo do que os custos históricos incorridos em diferentes períodos de tempo; (4) aproxima-se razoavelmente, com ajustes, do valor que deveria pagar para montar uma empresa igual a que se está avaliando; dentre outras.

O custo corrente corrigido combina as vantagens do custo corrente com as do custo histórico corrigido, sendo “talvez o mais completo conceito de avaliação de ativos a valores de entrada.” (IUDÍCIBUS, 2000, p. 141).

Tinoco (1992) afirma que se parte do pressuposto que mesmo levando em consideração que em datas específicas os ativos representam uma boa aproximação dos seus valores econômicos, estes não podem ser comparáveis nas duas datas, se neste período tiver ocorrido uma variação no poder aquisitivo da moeda. Em suma, essa abordagem considera as variações de preços e as de mercado.

Em relação aos valores de saída, o preço corrente de saída, ou valor realizável líquido, conforme Stickney e Weil (2001), representa o valor líquido (preço de venda menos custos das vendas) que a empresa poderia receber se vendesse cada ativo separadamente. Para se chegar ao valor realizável líquido de um ativo é necessário pressupor que a venda do ativo seja realizada em um mercado “normal”, sem caráter de “liquidação”.

Esta abordagem apresenta algumas desvantagens, dentre elas, conforme Ludícibus (2000), de que ela não pode ser utilizada como conceito geral de avaliação

De acordo com Stickney e Weil (2001, p. 59), a utilização dos valores presentes para avaliação de ativos envolve vários problemas: (a) dificuldade causada pela incerteza a respeito dos valores do fluxo de caixa futuro; (b) alocação das entradas de caixa associadas à venda de um produto e distribuição a todos os ativos envolvidos na produção e distribuição deste; (c) seleção da taxa de juros a ser utilizada para trazer os fluxos futuros a valores presentes.

Concluído as bases conceituais que envolvem os ativos, passa-se a abordagem do passivo.

2.2 DEFINIÇÕES E RECONHECIMENTO DE PASSIVOS

Conforme afirmam Hendriksen e Van Breda (1999, p. 410), os passivos foram, por muitos anos, o filho ignorado da contabilidade.

(...) comparava-se um ativo – o que não era pago a vista era registrado como conta a pagar. Tomava-se dinheiro emprestado – o dinheiro recebido era registrado como dívida. Debitava-se a demonstração do resultado com uma despesa de salário – e daí resultava um passivo a pagar (...)

Entretanto, devido à complexidade das transações financeiras nos últimos anos referentes às obrigações, surgiu a necessidade de conceituação mais minuciosa quanto ao reconhecimento e mensuração de passivos (RICARDINO FILHO, LUIZ e SANTANA, 2004).

O FASB, por meio do SFAC 6, definiu passivo como sacrifícios futuros prováveis de benefícios econômicos de uma entidade, decorrentes de obrigações presentes de transferência de ativos ou de prestação de serviços para outra entidade no futuro, como resultado de uma transação ou evento passado. O termo “prováveis”, como na definição de ativo, refere-se a tudo o que pode ser razoavelmente esperado, mesmo sem ser absolutamente certo.

Do conceito do FASB, Hendriksen e Van Breda (1999, p. 286) identificam três características essenciais de passivo e afirmam que “se apenas uma delas estiver ausente, um passivo contábil não poderá ser reconhecido”:

1. contém uma obrigação ou responsabilidade presente com uma ou mais entidades, prevendo liquidação pela transferência futura provável ou pelo uso de

ativos numa data especificada ou determinável, na ocorrência de um evento predeterminado, ou assim que seja solicitado.

2. a obrigação ou responsabilidade compromete dada entidade, permitindo-lhe pouca ou nenhuma liberdade para evitar o sacrifício futuro.

3. a transação ou outro evento que obriga a entidade já ocorreu.

A norma do FASB ressaltou ainda que o termo “obrigação” não se restringe somente a obrigações que a empresa esteja legalmente sujeita a pagar, mas também são incluídas as obrigações legais e obrigações justas.

Na opinião dos autores, o FASB especificamente incluiu obrigações justas e construtivas como passivos em potencial. As obrigações justas resultariam de limitações éticas ou morais e não de restrições legais, enquanto que as obrigações construtivas, dos costumes.

Os autores apresentam ainda duas outras características: (a) normalmente, deve haver um valor de vencimento determinável ou a expectativa de que seja exigido um pagamento de valor determinado com base em estimação razoável numa data futura específica, muito embora o momento exato não seja conhecido atualmente e (b) normalmente, o beneficiário do pagamento seria conhecido ou identificável, mas desde que se torne identificado até a data de vencimento, não é necessário que o devedor conheça sua identidade ou que o credor reconheça seu direito ou tenha conhecimento dele no presente momento. (HENDRIKSEN e VAN BREDA, 1999).

Ricardino Filho, Luiz e Santana (2004) esclarecem que a diferença principal entre obrigações legais e construtivas pode ser explicada considerando a consequência de um comportamento inadequado por parte da empresa. Uma obrigação legal obriga o comportamento adequado ou resulta em uma multa que deve ser economicamente, pelo menos, equivalente ao comportamento inadequado. E as obrigações construtivas sempre estão baseadas em uma continuação esperada de comportamento passado, ou execução de comportamento futuro, desde que sejam criadas expectativas para isso.

Lopes e Martins (2005, p. 144) comentam a definição de passivo do FASB e afirmam que a inclusão ou não de passivos que ainda não possuem definição jurídica depende do conceito de passivo utilizado. O conceito mais restrito de

passivo estabelece somente aqueles montantes para os quais a entidade possui obrigação legal de realizar os sacrifícios futuros, enquanto que o conceito mais expandido estabelece que as relações legais não são necessárias para o reconhecimento do passivo. Basta que exista uma situação de probabilidade considerável de que os sacrifícios venham a ocorrer no futuro, para se reconhecer um passivo.

Concluem os autores, que a definição restrita de passivo leva ao surgimento de um número considerável de elementos *off-balance* (fora do balanço), uma vez que privilegia o reconhecimento somente no momento de sua estruturação jurídica.

O conceito de Hendriksen e Van Breda (1999, p. 287) para passivo é “obrigações ou compromissos de uma empresa no sentido de entregar dinheiro, bens ou serviços a uma pessoa, uma empresa ou organização externa em alguma data futura”.

Almeida (2005, p. 46) comentando esse conceito, afirma em relação à “obrigação” que a mesma está baseada quando da entrega ou da assinatura de um contrato irrevogável de aquisição de ativo ou prestação de serviço, sem dar a empresa liberdade de evitar o desembolso. Já em relação ao termo “compromisso” resulta da intenção da administração da entidade em adquirir um ativo ou serviço, o que em sua natureza não constitui uma obrigação presente.

Ludícibus (2000) expõe que obrigações para a entidade surgem também de fatos contingentes que podem ou não acontecer no futuro. Essas exigibilidades, com uma provável probabilidade de ocorrência deveriam ser registradas como passivo, evidenciando melhor a situação da entidade.

Para o autor, contudo, o principal problema do passivo não reside em sua avaliação ou definição, mas em quando reconhecê-lo e registrá-lo. Isso decorre por existirem alguns passivos que são de difícil reconhecimento e mensuração.

Um passivo é reconhecido quando ele aparece na demonstração financeira e, mais precisamente, quando satisfazem sua definição, são mensuráveis, relevantes e precisos (HENDRIKSEN e VAN BREDA, 1999).

Os autores esclarecem que o reconhecimento não decorre automaticamente da possibilidade de sua definição, pois não se pode registrar um elemento quando não é possível medi-lo, mensurá-lo. Entretanto, o fato de poder registrar um passivo

em função da dificuldade de sua mensuração, não significa que o elemento não seja um passivo, mas apenas um passivo não reconhecido.

Na maioria dos casos, o momento do reconhecimento do passivo é conhecido, porque a obrigação resultará de um contrato em que o valor e a data de pagamento da obrigação acham-se especificados ou pode ser determinada pelas condições contratuais.

Contudo, alguns passivos para serem reconhecidos, somente podem ser avaliados usando uma elevada dose de estimativa, ou seja, se uma obrigação é presente e satisfaz os demais elementos, ela deve ser reconhecida como um passivo, ainda que seu valor tenha que ser estimado.

Em se tratando do valor do passivo, conforme Stickney e Weil (2001, p. 452), na contabilidade baseada em custos históricos, os passivos aparecem no balanço pelo valor presente dos pagamentos que a empresa espera fazer no futuro. A maioria dos passivos, entretanto, aparece pelo valor não descontado, dada a imaterialidade da diferença entre o valor presente e o não descontado.

Hendriksen e Van Breda (1999, p. 413) também discorrem sobre o assunto, afirmando que os passivos “em geral, são medidos pelo valor presente das saídas de caixa futuras esperadas.” Reconhecem, entretanto, que para os passivos de curto prazo “(...) a magnitude do desconto nesse cálculo tende a ser insignificante, e a magnitude do passivo pode ser apresentada pelo valor de face (...)”. No caso de passivos de longo prazo, porém, vale a regra do valor presente das obrigações em função do “(...) montante do desconto ser geralmente significativo e, portanto, a avaliação corrente deve ser representada pelo valor presente de todos os pagamentos futuros a serem feitos de acordo com o contrato (...)”.

Cotejado todas as definições e considerações, passivos constituem-se em obrigações presentes resultantes de fatos ocorridos no passado ou que estão acontecendo no presente, cujo atendimento dessas obrigações se dará no futuro, ainda que elas não possam ser precisamente determinadas, mas apenas estimadas. A seguir, a questão da amortização será abordada.

2.3 ABORDAGEM AMPLA DA AMORTIZAÇÃO

Tendo em vista que os ativos representam benefícios futuros, o seu custo de aquisição, construção ou desenvolvimento deve ser alocado aos diversos períodos em que a empresa se beneficiará dele. Esse processo geral de alocação dos custos é denominado de amortização. (STICKNEY e WEIL, 2001, p. 389).

Ainda segundo os autores, a depreciação refere-se à amortização de ativos imobilizados como instalações, máquinas, equipamentos, dentre outros. Quando se tratar de recursos naturais, o processo de amortização denomina-se de exaustão. Por fim, no caso dos ativos intangíveis, não existe um termo específico para denominar o processo de alocação dos custos, daí o termo geral amortização é utilizado.

De acordo com Silva (2004), a maior parte dos elementos que constituem o ativo imobilizado tem sua vida útil limitada no tempo (ou na capacidade de produção), e a maioria deles, após seu uso, possui um valor inferior ao seu valor de aquisição, o qual é chamado de valor residual. Sendo assim, a amortização é o processo de transformar em despesa, uma parte do valor de aquisição de um ativo destinado ao uso, tendo em vista que o mesmo não será recuperado pela sua venda. É a diferença entre o custo de aquisição e o valor residual de um ativo destinado ao uso.

Não é objetivo desse item aprofundar os estudos sobre essa temática, até porque, como afirma Ludícibus (2000, p. 191) “tem sido cuidadosamente evitada uma definição [...], porque, se freqüentemente é difícil definir qualquer fenômeno em Contabilidade, [...] muito mais complexa é a definição deste fenômeno.” O que se pretende, portanto, é fornecer e discutir as informações necessárias ao entendimento dessa temática, tendo em vista que a mesma tangência aspectos relacionados ao custo de baixa de ativos de longa duração.

2.3.1 Depreciação

De acordo com Kieso, Weygandt e Warfield (2005, p. 520), depreciação consiste no “processo contábil de alocação do custo de ativos tangíveis para despesa, de maneira sistemática e racional, nos períodos que se espera beneficiar pelo uso do ativo”.

O custo de aquisição do ativo constitui um valor antecipado dos serviços que a empresa espera receber no futuro. À medida que a empresa utiliza o ativo, uma parcela do custo de aquisição é reconhecida como despesa do período em que a empresa utilizou os serviços do ativo, ou como parte do custo dos produtos fabricados no período. (STICKNEY e WEIL, 2001, p. 393).

Hendriksen e Van Breda (1999, p. 325) argumentam que a principal ênfase do processo de depreciação reside no cálculo de um débito periódico a ser vinculado às receitas registradas em cada período. Esse débito será levado a resultado como despesa do período ou como custo de um produto, de acordo com a aplicação do ativo depreciado.

Em função disso, os autores afirmam que existem duas dificuldades em relação à depreciação. A primeira é que nenhum método de alocação é completamente defensável; a outra se refere às estimativas que devem ser feitas, antes de se aplicar um padrão ou fórmula de alocação. Tais estimativas devem incluir: (a) o valor do ativo a ser adquirido ou construído, ou a correção deste valor em uma data posterior; (b) a sua vida útil esperada e (c) o valor residual ao fim de sua vida útil.

Já para Ludícibus (2000, p. 192), dentro dos princípios atuais é a amortização do custo, o “racional” utilizado.

Não se trata, assim, de um processo valorativo, mas meramente alocativo de custos passados para despesa dos períodos futuros ... de forma sistemática e racional ... Entretanto, podemos talvez assegurar muito mais a sistematicidade do que a racionalidade.

Para reforçar as idéias apresentadas, Weygandt, Kieso e Kimmel (2005, p. 441) afirmam que “a depreciação é um processo de alocação de custos, não um processo de avaliação de ativo.”

Dessa forma, a variação será em decorrência da maneira como os custos serão alocados (amortizados) aos períodos que proporcionam os benefícios futuros. Decorre daí a existência de diversos métodos de cálculo da depreciação, todos de acordo com os princípios contábeis.

A administração seleciona o método ou métodos que acredita ser(em) adequado(s) às circunstâncias, com o objetivo de selecionar aquele(s) que meça a contribuição do ativo para a receita ao longo de sua vida útil. (WEYGANDT, KIESO e KIMMEL, 2005).

A seguir são apresentados os métodos de cálculo pela depreciação linear pelas unidades produzidas, por estarem mais relacionadas ao objeto de estudo desta pesquisa.

De acordo com Hendriksen e Van Breda (1999), o método racional e sistemático mais comum é a depreciação linear, por ser o mais simples de se compreender e aplicar. Segundo esse método, a depreciação anual é calculada pela divisão do custo de aquisição do ativo, menos o valor residual estimado, pela vida útil econômica do ativo, expressa em anos. Neste caso, o valor da depreciação será a mesma para cada ano da vida útil do ativo.

$$\text{Depreciação Anual} = \frac{\text{Custo} - \text{Valor Residual Estimando}}{\text{Vida Útil Estimada (em anos)}}$$

Em relação ao método das unidades produzidas, Stickney e Weil (2001) afirmam que as empresas possuem taxa de utilização de um ativo que variam ao longo do tempo e quando a utilização total puder ser estimada, o método baseado na produção pode ser utilizado.

De acordo com Weygandt, Kieso e Kimmel (2005), o método das unidades produzidas, em vez de expressar a vida útil do bem como um intervalo de tempo, a vida útil é expressa em termos do total de unidades de produção ou da utilização esperado do ativo. Esse método serve perfeitamente para depreciação de máquinas e equipamentos, mas não é adequado, por exemplo, para ativos como edificações ou mobiliário, pois a depreciação desses ativos é mais em função do tempo do que da utilização.

Ainda segundo os autores, quando a produtividade do ativo varia significativamente de um período para outro, o método das unidades produzidas resulta em uma melhor confrontação das despesas com as receitas.

Para utilizar esse método, encontra-se primeiro a taxa da depreciação pela razão entre a produção do período e o número total estimado de unidades a serem produzidas pelo ativo durante toda sua vida útil. Descoberto a taxa, multiplica-se pelo saldo a ser depreciado do ativo, encontrando-se assim o custo de depreciação do período.

$$\text{Custo Depreciação} = \frac{\text{Produção do Período}}{\text{Unidade Produzida}} \times \text{Custo do Ativo} \\ \text{Volume Total de Produção}$$

2.3.2 Exaustão de Recursos Naturais

Outro aspecto relevante que tangência o tema obrigação de baixa de ativo, trata-se da exaustão dos recursos naturais. Os recursos naturais consistem em florestas e jazidas de petróleo, gás e minério. Esses ativos de longa duração apresentam duas características distintas: (1) são fisicamente extraídos em operações e (2) só são substituídos por um ato da natureza. Devido a essas características, os recursos naturais são freqüentemente chamados de ativos exauríveis. (WEYGANDT, KIESO e KIMMEL, 2005).

O custo de aquisição de um recurso natural é o preço pago ou o preço equivalente de caixa necessário para se adquirir o recurso e prepará-lo para sua utilização (custo de se encontrar recursos naturais). Para um recurso já descoberto, o custo é o preço pago pela propriedade. A amortização destes custos, para se encontrar e extrair recursos naturais, recebe o nome de exaustão.

O método das unidades produzidas é geralmente utilizado para calcular a exaustão, pois a exaustão periódica é, em geral, função das unidades extraídas durante o ano. (WEYGANDT, KIESO e KIMMEL, 2005 e STICKNEY e WEIL, 2001).

De acordo com Kieso e Weygandt (1995), os problemas associados com os recursos naturais são similares àqueles encontrados nos ativos fixos. As questões a

serem respondidas são: (a) como que são estabelecidas as bases para a exaustão? (b) qual método de alocação deve ser empregado?

Já segundo Stickney e Weil (2001), os principais problemas contábeis associados com a indústria de extração de recursos naturais associam-se à incerteza quanto ao volume de produção que resultará dos esforços de pesquisa.

2.4 RESUMO

O Objetivo do capítulo foi apresentar as bases conceituais necessários ao reconhecimento de ativos e passivos e o tratamento da amortização, em função do tema “obrigação de baixa de ativos” levar ao reconhecimento de um passivo e, conseqüentemente, um ativo em contrapartida, implicando, inclusive na depreciação/amortização.

As bases para o reconhecimento de ativos, devem considerar a existência de prováveis benefícios econômicos futuros, que são obtidos ou controlados por uma dada entidade, como resultado de atividades ou eventos passados. O foco deve ser nos benefícios futuros da organização e não necessariamente na sua propriedade jurídica.

Em relação aos passivos, as bases para o seu reconhecimento dizem respeito em constituir-se em obrigações presentes resultantes de fatos ocorridos no passado ou que estão acontecendo no presente, cujo atendimento dessas obrigações se dará no futuro, ainda que elas não possam ser precisamente determinadas, mas apenas estimadas.

Tendo em vista que os ativos representam benefícios futuros, o seu custo de aquisição, construção ou desenvolvimento deve ser alocado aos diversos períodos em que a empresa se beneficiará dele. Esse processo geral de alocação dos custos é denominado de amortização.

Feita as considerações sobre ativos e passivos e amortização, o próximo capítulo abordará as discussões relacionadas às obrigações de baixa de ativos de longa duração.

CAPÍTULO 3 - OBRIGAÇÃO DE BAIXA DE ATIVOS DE LONGA DURAÇÃO

O objetivo desse capítulo consiste em desenvolver as bases conceituais necessárias ao entendimento do que vem a ser uma obrigação de baixa de ativos de longa duração. Para tanto, apresenta-se e analisam-se as principais determinações do SFAS 143, enfocando as implicações do reconhecimento de ativos e passivos na composição patrimonial das empresas decorrentes da norma, bem como algumas questões contábeis relevantes derivadas do reconhecimento da obrigação.

Adicionalmente, serão apresentadas as bases normativas brasileira e internacional relacionadas ao reconhecimento da obrigação de baixa de ativos, finalizando o capítulo com uma análise comparativa com a norma contábil norte-americana SFAS 143.

3.1 OBRIGAÇÃO DE BAIXA DE ATIVOS DE LONGA DURAÇÃO – SFAS 143

Algumas empresas, de acordo com o seu segmento de atuação, são obrigadas, de forma não temporária e ao final das operações de um projeto ou atividade a desmontar, remover, desmobilizar, desativar, tirar de serviço, reverter, reciclar, demolir ou vender os ativos de longa duração (itens tangíveis do ativo imobilizado) empregados no projeto ou atividade ou, ainda, a restaurar e recuperar a área explorada/ocupada para as condições ecologicamente similares às existentes antes do início do projeto ou atividade.

Essa obrigação é comumente conhecida como obrigação de abandono de ativos ou obrigação de baixa de ativos (*asset retirement obligations*) de longa duração. Expressões como descomissionamento, desmantelamento ou simplesmente abandono também são empregadas para qualificar essa etapa no ciclo de vida de um projeto ou atividade. Essas expressões serão utilizadas ao longo desta pesquisa com o mesmo significado.

A obrigação de abandono de ativos trata-se, assim, de uma obrigação legal resultante da aquisição, construção, expansão e/ou da operação normal de um ativo tangível de longa duração.

Chewning Jr. e Mckie (2002, p. 56) expõem alguns exemplos de obrigações de abandono de ativos de longa duração: descomissionamento de instalações de geração de energia nuclear; desmantelamento e remoção de instalações de produção marítima de petróleo e gás; custos de fechamento, de recuperação e de remoção associados a atividades de mineração e fundição e custos de fechamento e pós-fechamento de aterro sanitário, instalações de descarte de lixo perigoso e instalações de estocagem de combustível.

Ainda segundo os autores, as obrigações de baixa de ativo de longa duração não podem ser confundidas com aquelas obrigações resultantes das operações impróprias das empresas ou decorrentes de acidentes, como obrigações resultantes de um desastre ambiental, do incêndio da fábrica etc.

Contabilmente, em 2001 o FASB emitiu o SFAS nº 143 – Contabilização de Obrigações de Baixa de Ativos (*Accounting for Asset Retirement Obligations*) para disciplinar as práticas contábeis aplicáveis às empresas sujeitas ao abandono de ativos de longa duração. A norma passou a vigorar para as demonstrações contábeis emitidas no exercício social iniciado após 15 de junho de 2002.

A origem do SFAS 143 data de meados de 1994, quando o FASB colocou em discussão a minuta de norma *Accounting for Electric Utilities' Nuclear Decommissioning Costs*. Após deliberação, o FASB resolveu estender o escopo da minuta a outras indústrias com obrigações similares, resultando em uma nova proposta, denominada *Accounting for Certain Liabilities Related to Closure or Removal of Long-Lived Assets*, de 1996.

Passado o período de recebimento dos comentários e sugestões, o Conselho do FASB resolveu, novamente, publicar uma nova minuta em 2000, *Accounting for Obligations Associated with the Retirement of Long-Lived Assets*. Essa nova minuta teve por objetivo estender as obrigações de baixa de ativos de longa duração a todas as empresas. Finalmente, após cinco anos de discussões e debates, o FASB publicou o SFAS 143 em 2001. (KAISER, 2005; CHEWNING JR e MCKIE, 2002)

A justificativa para emissão da norma, segundo o FASB (2001), deve-se a existência de diversas práticas contábeis, muitas delas conflitantes entre si, para o reconhecimento de uma obrigação associada à baixa de ativos de longa duração.

Com isso, a comparabilidade da posição financeira e dos resultados de empresas similares tornava-se uma missão difícil para os usuários das demonstrações financeiras, uma vez que as empresas vinham contabilizando a obrigação de baixa de ativos de forma diferente.

De acordo com Godoy (2004) e Jennings, Feiten e Brock (2000), as empresas, ou faziam uma provisão contra o lançamento de despesas do exercício dos custos de abandono futuro, ou reconheciam o passivo em contrapartida a uma despesa de amortização proporcional ao nível de produção, ou ainda registravam o passivo e capitalizavam os custos de abandono de acordo com o nível de produção.

Além do mais, as obrigações que atendiam a definição de passivo ou não estavam sendo reconhecidas quando tais obrigações eram incorridas, ou o passivo reconhecido não era quantificado ou apresentado de forma consistente.

3.2 RECONHECENDO UMA OBRIGAÇÃO DE BAIXA DE ATIVOS DE LONGA DURAÇÃO

De acordo com o SFAS 143, será reconhecido no passivo o valor justo (*fair value*) de uma obrigação de baixa de ativo (provisão) relacionado aos custos estimados para a desmontagem, remoção, desmobilização, desativação, reversão, reciclagem ou demolição futura de ativos de longa duração. A contrapartida será reconhecida como parte do valor contábil (valor histórico) dos ativos que deram origem à obrigação futura de baixa (SFAS 143, § 11).

A obrigação futura nasce no exato momento em que o ativo sujeito à baixa futura ou abandono é reconhecido, mas desde de que uma estimativa razoável do valor justo da obrigação possa ser feita.

Para Kieso, Weygandt e Warfield (2005, p. 638), os custos de baixa de ativos devem ser registrados como parte associada ao ativo em função desses custos serem considerados como custos operacionais e, ainda, que eles são necessários

para preparar o ativo para uso futuro. Assim, um ativo específico (por exemplo, mina, plataforma de exploração de petróleo, usina nuclear) deve ter seu custo histórico aumentado em função dos benefícios econômicos futuros emanarem do uso produtivo desse ativo.

O reconhecimento do passivo pode acontecer em mais de um período contábil, desde que os eventos que lhes derem origem ocorram em mais de um período contábil. Neste caso, qualquer passivo adicional incorrido em um período contábil subsequente será considerado um nível adicional do passivo original. Cada nível de passivo será quantificado inicialmente pelo seu valor justo e será controlado “por níveis de agregação”.

Por exemplo, o passivo decorrente da obrigação futura de desativação de uma usina de energia nuclear se dá quando ocorre uma contaminação. A cada período, conforme a contaminação aumenta, um nível separado será quantificado e reconhecido. (SFAS 143, § 10).

Rememorando as questões a cerca do passivo, uma obrigação futura de baixa de ativo deve se enquadrar nas características essenciais dos passivos listadas por Hendriksen e Van Breda (1999): (a) uma entidade possui uma responsabilidade presente com uma ou mais entidades que acarreta o estabelecimento de uma provável transferência futura de ativos ou o uso deles assim que seja solicitado por um terceiro; (b) a obrigação ou responsabilidade compromete a entidade, permitindo-lhe pouca ou nenhuma liberdade para evitar o sacrifício futuro e (c) a transação ou outro evento que obriga a entidade já ocorreu.

Possuindo essas características, a obrigação futura de baixa de ativo será reconhecida se ela puder ser razoavelmente estimada (MAZZA, 2003). Essa questão da mensuração, representa um fator fundamental no reconhecimento de passivos, pois existem situações de difícil valoração (IUDÍCIBUS, 2000) ou casos em que seja exigido um pagamento de valor determinado com base em estimativas razoáveis numa data futura específica, muito embora o momento exato de liquidação não seja conhecido atualmente. (HENDRIKSEN e VAN BREDA, 1999).

Essas situações apontadas por Iudícibus e Hendriksen e Van Breda foram motivo de diversos questionamentos junto ao FASB em relação ao SFAS 143, pois se entendia que existiam obrigações futuras no escopo da norma as quais uma

entidade não teria qualquer controle sobre elas, uma vez que o momento e/ou método de liquidação eram incertos e, ainda, situações em que a entidade não dispõe de informações suficientes para uma estimativa razoável do valor justo de uma obrigação por baixa de ativo e, conseqüentemente, o seu reconhecimento.

De acordo com Wright (2004), com a emissão do SFAS 143, surgiram diversas práticas relacionadas ao momento do reconhecimento da obrigação de baixa. Algumas empresas até reconheciam a obrigação de baixa, embora ficasse a dúvida envolvendo o momento exato da baixa futura, ou outras somente estavam reconhecendo o valor justo da obrigação quando houvesse a probabilidade de que o ativo seria baixado a partir de uma data específica ou quando o ativo era efetivamente baixado.

Dado as diversas dúvidas que surgiram quanto à aplicabilidade do SFAS 143, o FASB emitiu em março de 2005 o FASB Interpretação nº 47 (FIN 47).

Por meio do FIN 47, o FASB esclareceu que quando uma lei, regulamento ou contrato existente exigem que uma empresa realize uma baixa futura de ativo, há uma exigência clara no sentido de ser realizada a baixa, mesmo que essa atividade possa ser adiada indefinidamente, pois em algum momento no futuro não mais será possível o adiamento, tendo em vista que nenhum ativo tangível dura para sempre (com exceção da terra).

Dessa forma, a obrigação de realizar a atividade de baixar o ativo é incondicional, mesmo que exista uma incerteza sobre o momento e/ou o método de liquidação.

A decisão do FASB encontra ressonância na opinião de Hendriksen e Van Breda (1999, p. 410), que afirmam:

o momento de pagamento pode ser prorrogado com a substituição por novos passivos, ou a obrigação pode ser encerrada por meio da substituição por ações da empresa. A prorrogação ou conversão repetida da dívida não nega sua classificação inicial como passivo.

Em relação ao reconhecimento inicial da obrigação de baixa, o FASB esclarece que o registro do passivo deve ocorrer no momento que “nasce” a obrigação e que geralmente esse momento consiste na aquisição, construção ou desenvolvimento e/ou durante a operação normal do ativo.

Se a empresa dispuser de informações suficientes para estimar razoavelmente o valor justo da obrigação de baixa de ativo, ela deve registrar o passivo no momento em que o mesmo ocorrer.

A obrigação de baixa de ativo será passível de estimativa razoável se: (a) for evidente que o valor justo da obrigação está embutido no preço de aquisição do ativo; (b) existir um mercado atuante para a transferência da obrigação, ou (c) existirem informações suficientes para a aplicação de uma técnica de expectativa do valor presente.

Se não houver disponibilidade de informações suficientes no momento em que a empresa incorrer na obrigação, o reconhecimento se dará somente no período em que as informações se tornarem disponíveis para estimar o valor justo da obrigação de baixa.

Neste íterim, a empresa deverá apresentar em suas notas explicativas: (a) uma descrição da obrigação; (b) informar o fato de que não houve o reconhecimento do passivo em função do valor justo não poder ser razoavelmente estimado e (c) apresentar as razões pelas quais o valor justo não pôde ser estimado.

3.3 A QUESTÃO DO VALOR JUSTO

Um aspecto relevante abordado pelo SFAS 143 refere-se a utilização do valor justo (*fair value*) para mensurar a obrigação de baixa. Conforme o § 7º, o valor justo é o valor pelo qual uma obrigação poderia ser quitada em uma transação corrente entre as partes interessadas, isto é, diferente de uma transação forçada ou de liquidação, e representando o valor de mercado dos ativos e passivos, ou pelo menos uma estimativa mais próxima dos benefícios e custos futuros esperados destes.

Segundo o FASB, o preço de mercado constitui na melhor indicação do valor justo e deve ser utilizado como base para a quantificação do passivo relacionado à obrigação de baixa dos ativos. Caso o preço de mercado não esteja disponível (por falta de um mercado ativo, por exemplo), a estimativa do valor justo será baseada na melhor informação disponível, incluindo os valores de passivos similares e os resultados das técnicas de valor presente.

Em relação às técnicas de valor presente, o SFAS 143 analisa que tanto a técnica do fluxo de caixa tradicional, como do fluxo de caixa esperado, pode ser utilizada para a quantificação do valor justo, mas que a técnica do fluxo de caixa esperado é a mais adequada para estimar uma obrigação futura, tendo em vista que nesta abordagem, utiliza-se das incertezas em torno dos valores e dos prazos do fluxo de caixa futuros, com a utilização de múltiplos cenários de fluxos de caixa que reflitam a faixa de resultados possíveis e uma taxa de desconto adequada à captação (taxa de juros livre de risco, ajustada ao nível de crédito da empresa) para descontar o fluxo a valores presentes, ao passo que no método tradicional, se utiliza um único conjunto de fluxos de caixa e uma única taxa de juros compatível com o risco.

O fluxo de caixa utilizado nas estimativas do valor justo deverá incorporar premissas que os participantes do mercado utilizariam em suas estimativas de valor justo, sempre que tais informações estiverem disponíveis, sem custos e esforços indevidos. Caso contrário, a entidade poderá utilizar suas próprias premissas.

A discussão a respeito da mensuração pelo valor justo vem ganhando destaque recentemente. Tanto é que o FASB colocou em audiência pública, em junho de 2004, uma minuta de norma intitulada *Fair Value Measurements*. O objetivo da norma consiste em fornecer uma orientação estruturada quanto a valoração de ativos e passivos pelo valor justo, uma vez que a exigência da utilização do *fair value* está espalhada por diversas normas, tais como o SFAS 141 (*Business Combinations*); SFAS 142 (*Goodwill and Other Intangible Assets*); SFAS 144 (*Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets*) e o próprio SFAS 143, objeto desse estudo, dentre outras. (SHORTRIDGE, SCHROEDER e WAGONER, 2006).

Ressalta-se também que a questão do valor justo trás à tona o debate em torno da utilização do custo histórico *versus* o valor justo como alternativas de avaliação de ativos. (LOPES e MARTINS 2005, p. 144).

De acordo com Kieso, Weygandt e Warfield (2005), em geral, os usuários têm indicado uma preferência pelo custo histórico porque ele fornece uma referência estável e consistente e que podem ser confiáveis para se comparar tendências históricas, enquanto que o valor justo pode ser mais útil para certas circunstâncias e tipos de empresas.

Os autores esclarecem que no reconhecimento inicial de uma aquisição, por exemplo, o custo histórico do ativo e seu valor justo é o mesmo. Entretanto, em períodos subsequentes, como as condições econômicas e de mercado mudam, o custo histórico e o valor justo frequentemente divergem.

Concluem argumentando que “alguns acreditam que a mensuração pelo valor justo ou mesmo a estimativa, é necessário para fornecer uma informação relevante sobre a expectativa futura de saída de caixa relacionada ao ativo ou passivo.” (KIESO, WEYGANDT e WARFIELD, 2005, p. 38).

Sobre esse tema, Lisboa, Pigatto e Costa (2000) apresentam colocações interessantes. Segundo os autores, as diversas metodologias disponíveis, tais como, o custo de aquisição, custo de reposição, uso de preços de saída, valor realizável líquido, valor presente, e assim por diante, são operacionalizações para a avaliação dos ativos e não necessariamente para a determinação do seu valor.

O processo de determinação do “verdadeiro” valor econômico tem estado restrito à mensuração do valor direto em uso porque a contabilidade ainda não dispõe de ferramentas capazes de captar todas as variáveis envolvidas nesse processo, nem tampouco, sua ponderação de pesos. A restrição ao uso de outra metodologia que não o custo histórico foi a maneira de se operacionalizar a contabilidade num momento que não se dispunham de recursos tecnológicos confiáveis para a determinação de valor.

Complementam afirmando que o emprego de informações baseadas no fluxo de caixa descontado para fins de determinação do valor justo enfrenta uma série de restrições, não sendo por acaso que essa técnica é utilizada como última alternativa na determinação do preço de saída. A primeira limitação refere-se ao fato da entidade que utiliza essa técnica dificilmente tem informações suficientes do mercado em relação às premissas assumidas. Nesse caso, a entidade deverá desenvolver a informação, o que implicará num custo de desenvolvimento.

3.4 QUANTIFICAÇÕES SUBSEQÜENTES

Após o registro inicial a entidade deverá reconhecer nos períodos subsequentes as variações periódicas no valor do passivo (provisão) resultante da

passagem de tempo e das revisões no prazo ou no valor da estimativa original do fluxo de caixa não descontado.

No caso das técnicas de valor presente, a entidade quantificará as variações aplicando o método de alocação de juros ao valor do

ajustado ao risco de crédito da entidade que existia quando o passivo original foi reconhecido.

Se a entidade não puder identificar o período anterior ao qual se refere a revisão para baixo, ela poderá utilizar uma taxa média ponderada sem riscos ajustada ao risco de crédito da entidade para descontar a revisão para baixo, na estimativa do fluxo de caixa futuro estimado.

Quando os custos por baixa de ativo mudarem em decorrência da revisão do fluxo de caixa estimado, a entidade ajustará o valor do custo por baixa do ativo alocado à despesa no período da mudança, se a variação afetar somente tal período, ou no período da variação e nos períodos futuros, se a variação afetar mais de um período relativo à variação na estimativa.

Tendo em vista que o reconhecimento da obrigação de baixa de ativo tem como contrapartida no ativo um custo de abandono capitalizado como parte do custo histórico do ativo que originou a obrigação, outro efeito subsequente diz respeito às questões relacionadas à depreciação/amortização do ativo da entidade.

Com isso, o custo capitalizado deve ser depreciado/amortizado mensalmente e a parcela levada a resultado será considerada como item operacional. Ressalta-se que o SFAS nº 143, § 11, fala em um método sistemático e lógico para alocação da despesa (despesa de depreciação/amortização) ao resultado. Para as indústrias petrolíferas, foco desta pesquisa, o método das unidades produzidas é amplamente utilizado.

3.5 DIVULGAÇÃO DAS INFORMAÇÕES

A entidade deverá divulgar as seguintes informações relacionadas às obrigações por baixa de ativo (SFAS 143, § 22):

- 1 – uma descrição geral das obrigações por baixa de ativos e dos ativos associados a essas obrigações;
- 2 – o valor justo dos ativos destinado à quitação das obrigações por baixa de ativo;

3 – uma reconciliação do valor contábil agregado inicialmente e no final das obrigações por baixa de ativos, demonstrando separadamente as variações atribuíveis a (i) passivos incorridos no período atual; (ii) passivos quitados no período atual; (iii) despesa adicional; e (iv) revisões nos fluxos de caixa estimados, sempre que houver uma variação significativa em um ou mais dos quatros componentes acima, durante o período contábil.

Se o valor justo de uma obrigação por baixa de ativo não puder ser razoavelmente estimada, esse fato e os seus motivos devem ser divulgados.

A entidade deverá ainda calcular e divulgar, em bases *pró-forma*, nas notas explicativas o valor da obrigação por baixa de ativos no início do primeiro exercício apresentado e no final de todos eles, como se o SFAS 143 tivesse sido aplicado durante todos os períodos afetados. Os valores *pró-forma* terão por base as informações, premissas e taxas de juros atuais.

3.6 EFEITOS DA APLICAÇÃO INICIAL DO SFAS 143

A entidade deverá reconhecer os efeitos da aplicação do SFAS 143 como mudanças de prática contábil. O valor a ser reportado como ajuste corresponde a diferença entre os valores, se houve, reconhecidos na demonstração financeira anterior a aplicação da norma e aqueles reconhecidos na demonstração financeira sob a égide do SFAS 143.

Os valores resultantes da aplicação inicial serão quantificados utilizando-se as informações, as premissas e as taxas de juros disponíveis na data da adoção da norma. O valor reconhecido como custo capitalizado será quantificado na data em que o ativo origina a obrigação. A provisão (obrigação) e a depreciação acumulada serão quantificadas pelo período de tempo compreendendo desde a data em que o passivo deveria ter sido reconhecido, se a norma estivesse em vigor, até a data de adoção da norma. (SFAS 143, §§ 25 e 26).

3.7 ASPECTOS CONTÁBEIS RELEVANTES

Uma questão relevante envolvendo a temática diz respeito à contrapartida da constituição da obrigação de baixa. O SFAS 143 determina que a contrapartida do reconhecimento da obrigação de baixa deve ser um valor no ativo que comporá o custo histórico do ativo de longa duração que deu origem a obrigação.

O SFAS 143 veio uniformizar esse aspecto, pois antes da norma as empresas apresentavam práticas diversas: (a) faziam uma provisão contra o lançamento como despesas do exercício dos custos de abandono futuro; (b) reconheciam o passivo em contrapartida a uma despesa de amortização proporcional ao nível de produção; (c) registravam o passivo e capitaliza os custos de abandono de acordo com o nível de produção; e (d) registravam o passivo e capitaliza os custos de abandono no ativo (pelo valor total). (GODOY, 2004; JENNING, FEITEN e BROCK, 2000).

A sistemática imposta pelo SFAS 143 encontra ressonância nas opiniões de Kieso, Weygandt e Warfield (2005, p. 638), ao afirmarem que “os custos de baixa de ativos capitalizados não devem ser reconhecidos separadamente em conta específica porque não existirá no futuro benefício econômico que possa ser associado com esses custos sozinhos.”

Finalmente, Godoy (2004, p. 100) apresenta a seguinte argumentação para considerar o valor dos custos de abandono capitalizados como custo histórico do ativo:

... analisando sob a 'lente' da teoria da contabilidade, o que provavelmente deve ser feito é considerar os custos futuros estimados de remoção e restauração como necessárias para se colocar as instalações disponíveis para uso [...] e contabilizar o valor dos gastos futuros de remoção e restauração como parte dos custos das instalações.

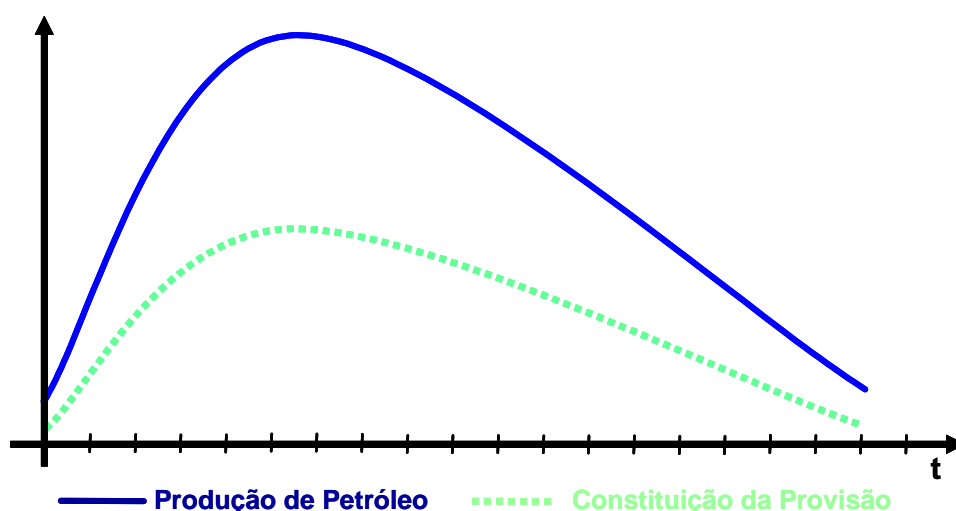
Para exemplificar a questão, suponha uma empresa que possuía uma obrigação legal referente à remoção futura (prazo de 15 anos) de suas instalações, estimada em \$1.000.000. Para reconhecer a obrigação, a empresa utilizou-se do fluxo de caixa descontado a uma taxa livre de risco ajustada de 7%. Com isso, o valor da obrigação a ser registrada será de \$362.446 (valor presente da obrigação). O valor de aquisição do ativo de longa duração (instalações) é de \$5.000.000. A contabilização ficaria da seguinte maneira:

D: Instalações	\$5.362.446	
C: Caixa/Banco/Financiamentos		\$5.000.000
C: Provisão para Abandono		\$ 362.446

Jenning, Feiten e Brock (2000) apresentam outra questão: na ocorrência de uma obrigação em função de gastos futuros com desmontagem e recuperação do meio ambiente, esse passivo deve ser reconhecido no momento em que ele ocorrer, ou seja, em geral no momento em que os ativos relacionados são instalados ou, apropriados de acordo com a produção do ativo?.

Especialmente para a indústria de exploração e produção de petróleo, o SFAS 143 alterou substancialmente a maneira pela qual as empresas petrolíferas vinham contabilizando uma obrigação de baixa de ativos.

De acordo com o SFAS 19 - *Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies*, os custos de abandono eram contabilizados pelo método das unidades produzidas, ou seja, de acordo com a produção de petróleo e gás. Esse método, equivalia a contabilização dos custos de abandono com as receitas geradas pela produção e fazia com que a maioria dos custos fossem contabilizada no início da vida do campo de petróleo, que é quando a produção está no seu ponto mais alto. A Ilustração 1 a seguir evidencia como era o reconhecimento dos custos de abandono antes do SFAS 143.



Fonte: elaborado pelo autor.

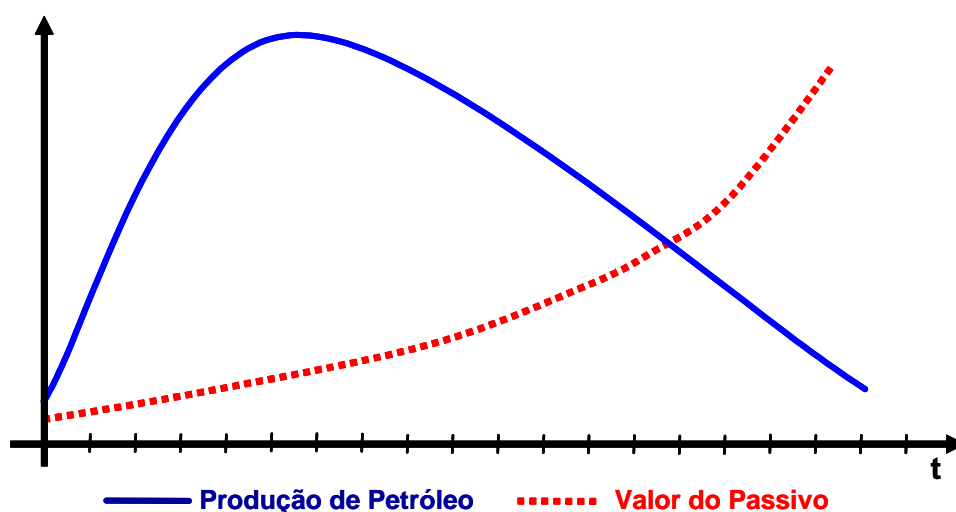
Ilustração 1 – Constituição da provisão para abandono de acordo com a produção de petróleo

Para Godoy (2004, p. 104), a sistemática determinada pelo SFAS 19, por um lado, permitia que “os custos de remoção e recuperação lançados para despesa, [fossem], de certa forma, confrontados com as receitas do período.” Por outro lado, entretanto, “esse tratamento deveria ser invertido, pois o gasto com o desmonte de uma plataforma [por exemplo] será realizado, naturalmente, quando não houver mais reservas de óleo e/ou gás economicamente viáveis no reservatório.”

Em se tratando do SFAS 143, a sistemática imposta pela norma, de que a constituição do passivo seja feita de uma só vez, é coerente à medida que uma obrigação deve ser reconhecida em função de seu fato gerador, que neste caso é o reconhecimento inicial do ativo que criou uma obrigação futura para a empresa. Dessa forma, a empresa evidenciará, desde o início, que ela possui uma obrigação futura que foi valorada pela melhor estimativa disponível. “As empresas não devem retardar o reconhecimento da obrigação, mesmo baseada numa simples estimativa do valor futuro”. (JENNING, FEITEN e BROCK, 2000, p. 485).

Além do mais, quando chegar à época do efetivo abandono do ativo, “o passivo e o resultado do período deveriam na proximidade desse evento, espelhar a melhor estimativa possível dos gastos com [a desmontagem].” (GODOY, 2004, p. 104).

Assim, a evolução do valor do passivo pela passagem do tempo pode ser observada na Ilustração 2 a seguir.



Fonte: elaborado pelo autor.

Ilustração 2 – Valor da obrigação de abandono de ativo ao longo do tempo

Esses aspectos contábeis relevantes trazem a tona à questão envolvendo o princípio da confrontação das receitas versus despesas.

Segundo Ludícibus (2000, p. 58) “... não se pode reconhecer a receita sem que a despesa associada seja delineada, mesmo que apenas como estimativa ...” e que o elemento fundamental no reconhecimento da receita e na apropriação das despesas não seja seu recebimento ou pagamento, mas o ganho da receita e o fato de termos incorrido a despesa. “Termos incorrido a despesa significa termos realizado o sacrifício de consumir ativos (ou de assumir dívidas) no esforço de produção [...] da receita.”

De acordo com Weygandt, Kieso e Kimmel (2005, p. 307), o problema envolvendo o confronto da receita com a despesa “é que às vezes é difícil determinar o período contábil no qual a despesa contribuiu para a geração da receita. Por essa razão, foram idealizadas várias abordagens para confrontar as despesas com as receitas na demonstração do resultado do exercício.”

Essas abordagens apontadas pelos autores dizem respeito a casos nos quais os custos que gerarão receitas somente no período contábil corrente são imediatamente considerados como despesas. Já aqueles custos que vão gerar receitas em períodos contábeis futuros são reconhecidos como ativo e levados a despesa paulatinamente.

Assim, o raciocínio envolvido no reconhecimento de uma obrigação futura é de que das receitas geradas hoje pela empresa, devem ser deduzidas a parcela que lhes cabe do desembolso futuro, por meio das despesas de depreciação/amortização e das despesas de juros.

A sistemática imposta pelo SFAS 143 leva ao reconhecimento de duas parcelas de despesas na demonstração do resultado: (a) a parcela dos juros referente à atualização do valor justo da obrigação pela passagem do tempo, que é classificada como despesa operacional e (b) a parcela da depreciação/amortização dos custos de abandono capitalizados no ativo, também como um item operacional.

Como a norma deve ser aplicada por todas as entidades que apresentam obrigação de baixa de ativo, independente das particularidades delas, pode ocorrer a situação exposta por Weygandt, Kieso e Kimmel (2005) anteriormente, de não se conseguir casar essas despesas com as devidas receitas.

Dessa forma, têm-se as seguintes situações:

- a) despesa de juros em função da atualização do valor presente: com o passar do tempo, o valor das despesas levadas a resultado tendem a aumentar à medida que se aproxima da época da baixa do ativo;
- b) depreciação/amortização: o valor das despesas será constante ao longo do tempo, para o método da linha reta, ou variará de acordo com os níveis de produção, para o método das unidades produzidas.

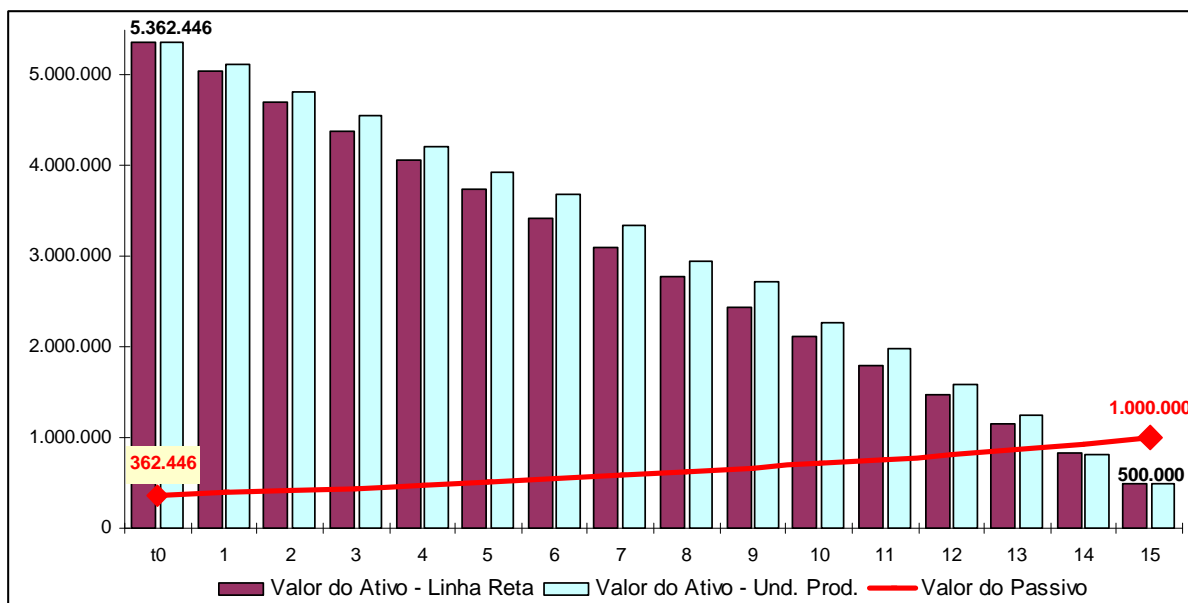
Para exemplificar, considere o exemplo anterior e que o ativo (instalações) possui valor residual de \$500.000. O Quadro 1 mostra o comportamento das despesas levadas a resultado, em função do reconhecimento de uma obrigação de baixa de ativo, bem como a evolução do ativo e passivo ao longo do tempo. A amortização com base nas unidades produzidas foi calculada aleatoriamente.

Vida Útil	ATIVO				PASSIVO	
	Valor Contábil	Amortização Linha Reta	Valor Contábil	Amortização Unid. Produzidas	Valor Contábil	Despesas de Juros
to	5.362.446	0	5.362.446	0	362.446	0
1	5.038.283	324.163	5.119.324	243.122	387.817	25.371
2	4.714.120	324.163	4.827.577	291.747	414.964	27.147
3	4.389.957	324.163	4.560.142	267.435	444.012	29.048
4	4.065.794	324.163	4.219.771	340.371	475.093	31.081
5	3.741.631	324.163	3.928.024	291.747	508.349	33.256
6	3.417.468	324.163	3.684.902	243.122	543.934	35.584
7	3.093.305	324.163	3.344.531	340.371	582.009	38.075
8	2.769.141	324.163	2.955.535	388.996	622.750	40.741
9	2.444.978	324.163	2.712.413	243.122	666.342	43.592
10	2.120.815	324.163	2.274.793	437.620	712.986	46.644
11	1.796.652	324.163	1.983.046	291.747	762.895	49.909
12	1.472.489	324.163	1.594.050	388.996	816.298	53.403
13	1.148.326	324.163	1.253.679	340.371	873.439	57.141
14	824.163	324.163	816.059	437.620	934.579	61.141
15	500.000	324.163	500.000	316.059	1.000.000	65.421

Fonte: elaborado pelo autor.

Quadro 1 – Comportamento das despesas geradas pelo reconhecimento de uma obrigação de baixa de ativo

A Ilustração 3 mostra mais claramente o comportamento do ativo, considerando os métodos de amortização da linha reta e das unidades produzidas, e do passivo.



Fonte: elaborado pelo autor.

Ilustração 3 – Comportamento do ativo e passivo pelo reconhecimento de uma obrigação de baixa de ativo

Apresentada e analisada a norma norte-americana SFAS 143, o próximo item tem por objetivo identificar e comparar no ambiente brasileiro e internacional o tratamento dado às obrigações de baixa de ativos.

3.8 OBRIGAÇÃO DE BAIXA DE ATIVOS DE LONGA DURAÇÃO NAS NORMAS INTERNACIONAIS E BRASILEIRAS

Para o estudo comparativo com o SFAS 143, analisou-se o arcabouço normativo internacional (normas emanadas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB), e o brasileiro, com base nas normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e do Conselho Federal de Contabilidade (CFC).

Em relação às normas internacionais, o tratamento a ser dispensando no reconhecimento de uma obrigação de baixa de ativos de longa duração está fundamentada em três pronunciamentos: o *International Accounting Standards* nº 16 (IAS 16), que trata do ativo imobilizado; o *International Accounting Standards* nº 37 (IAS 37), que trata da provisão e ativos e passivos contingentes; e o *International Financial Reporting Interpretations Committee* nº 1 (IFRIC 1), que trata das mudanças na existência de descomissionamento, restauração e obrigações similares.

Em se tratando das normas brasileiras, o estudo baseou-se na Deliberação CVM nº 489/05, que aborda as provisões e ativos e passivos contingentes e, ainda, na Resolução CFC nº 1.025/05 (NBC T 19.1), que trata do ativo imobilizado.

3.8.1 Normas Internacionais

Resumidamente, o reconhecimento de uma obrigação de baixa de ativo de longa duração está baseado nos pronunciamentos IAS 37, quando aborda o registro das obrigações pelo valor justo e em bases descontadas; no IAS 16, quando trata dos ativos acrescidos pelo montante das obrigações; e no IFRIC 1, em relação as medições e reconhecimentos subseqüentes. A seguir, se detalhará cada um desses aspectos.

De acordo com o IAS 37, § 14, uma provisão deve ser reconhecida quando: (a) uma entidade tem uma obrigação presente (legal ou construtiva) como conseqüência de um evento passado; (b) seja provável que recursos sejam exigidos para liquidar a obrigação; e (c) o montante da obrigação possa ser estimado com suficiente segurança. Se qualquer uma dessas condições não for atendida, a provisão não deve ser reconhecida.

Uma obrigação legal é aquela que deriva de um contrato (por meio de termos explícitos ou implícitos), de uma lei ou de outro instrumento fundamentado em lei. Uma obrigação construtiva é aquela que surge quando uma entidade, mediante práticas do passado, políticas divulgadas ou declarações feitas, cria uma expectativa válida por parte de terceiros e, por conta disso, assume um compromisso. (IAS 37, § 10).

Dessa forma, caso exista uma obrigação legal ou construtiva que exija no futuro a desmontagem, remoção, desmobilização, desativação e recuperação ambiental envolvendo ativos de longa duração e essa obrigação possa ser estimada, uma provisão deve ser reconhecida pela entidade. (CARVALHO, LEMES e COSTA, 2006).

O montante a ser reconhecido como provisão deve ser a melhor estimativa do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço e que

O IFRIC 1 não trata da mesma maneira que o SFAS 143 as mudanças no fluxo de caixa utilizados na mensuração inicial da obrigação. No SFAS 143, quando os custos por baixa de ativo mudarem em decorrência da revisão do fluxo de caixa estimado, a entidade ajustará o valor do custo futuro de baixa do ativo alocado à despesa no período da mudança, se a variação afetar somente tal período, ou no período da variação e nos períodos futuros, se a variação afetar mais de um período relativo à variação na estimativa.

O IFRIC 1, parágrafo 5b, prescreve que a redução do custo do ativo não deve exceder o valor contábil do mesmo e se um decréscimo no passivo exceder o valor contábil do ativo, tal diferença deverá ser reconhecida imediatamente no resultado corrente.

O SFAS 143 exige a utilização de uma taxa de desconto livre de risco, ajustada pelo efeito da capacidade de crédito da empresa, enquanto que o IAS 37, uma taxa de desconto que reflita as avaliações do mercado. Dessa forma, o IFRIC 1 esclarece que pelo SFAS 143, não existe obrigação de revisão da obrigação de baixa para refletir as avaliações do mercado, enquanto que os efeitos das mudanças nas avaliações do mercado que afetem a taxa de desconto, pelo IAS 37, devem ser reconhecidos.

3.8.2 Normas Brasileiras

No arcabouço normativo brasileiro não existe uma norma específica sobre a temática obrigação de baixa de ativo aplicada a todas as empresas. Para as companhias abertas, entretanto, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) emitiu em 03 de outubro de 2005 a Deliberação nº 489 (Deliberação CVM 489/05), que aprovou a Norma e Procedimento de Contabilidade nº 22, do Instituto dos Auditores Independentes do Brasil (IBRACON) sobre provisões, passivos, contingências passivas e contingências ativas.

O objetivo da Deliberação consiste em definir os critérios de reconhecimento e bases de mensuração aplicáveis a provisões, contingências passivas e contingências ativas, bem como definir regras para que sejam divulgadas informações suficientes nas notas explicativas às demonstrações contábeis, tendo

por base a importância e a necessidade de que as práticas contábeis brasileiras sejam convergentes com as práticas contábeis internacionais, seja em função do aumento da transparência e da segurança das informações contábeis, seja por possibilitar o acesso, a um custo mais baixo, das empresas nacionais às fontes de financiamentos externas. Em função disso, a Deliberação CVM 489/05 espelha em quase sua totalidade as determinações do IAS 37, discutido anteriormente.

Em relação à mensuração da obrigação (provisão), a CVM argumenta que o uso de estimativas é parte essencial da preparação das demonstrações contábeis e que isso não prejudica sua confiabilidade, apesar das provisões, por sua natureza, serem mais incertas do que a maior parte dos outros itens do balanço.

De maneira geral, segundo a CVM, uma entidade é capaz de determinar os possíveis desfechos que envolvem uma obrigação e, dessa forma, fazer uma estimativa que seja suficientemente confiável para ser usada no reconhecimento de uma provisão. Em casos extremamente raros, em que nenhuma estimativa suficientemente confiável possa ser feita, existe um passivo que não pode ser reconhecido. Esse passivo será divulgado como contingência passiva.

Em comparação ao IAS 37, a ressalva encontrada na norma da CVM é a de que o ajuste a valor presente da obrigação previsto na norma, notadamente os parágrafos 37, 38 e 45, deverá ser efetuado apenas se requerido por uma norma específica que se refira à provisão, ou quando da edição de norma que dê legitimidade à aplicação desse conceito nas práticas contábeis adotadas no Brasil.

Em relação ao tratamento a ser dispensada a contrapartida da provisão, a Deliberação CVM 489/05, esclarece no parágrafo 4 que a norma não determina a contrapartida de uma provisão, como, por exemplo, um ativo ou uma despesa. Contudo, analisando o Anexo II, que trata de exemplos da aplicação da norma, o item 2, letra b apresenta a seguinte descrição:

Uma entidade é vencedora em um processo de licitação para exploração de petróleo em alto-mar. O contrato prevê que, no caso de descontinuidade da operação, por exaustão do poço ou por qualquer outro motivo, a entidade deverá arcar com os custos de remoção da plataforma de petróleo e reparação do leito do mar. Nessa situação, a entidade deverá constituir provisão para remoção da plataforma **com contrapartida no custo da própria plataforma**, já que o **fato gerador é a sua instalação**. Em relação ao custo de restauração do leito, **uma provisão deve ser feita e ajustada mensalmente**, à medida que o poço for sendo explorado. Grifo do autor.

Com o exemplo dado, pode-se tirar as seguintes conclusões:

(a) quando se tratar da desmontagem, remoção, desmobilização, desativação de ativos de longa duração, a contrapartida do passivo deve fazer parte do custo inicial do ativo que originou a obrigação;

(b) ainda para esses casos, o valor do passivo deve ser reconhecido no momento do fato gerador, pela sua totalidade;

(c) em se tratado de uma obrigação futura proveniente da recuperação do meio ambiente, o tratamento é completamente diferente, inclusive em relação ao SFAS 143. Nesse caso, a provisão é reconhecida na proporção das unidades produzidas, ou seja, mensalmente se ajusta o valor da obrigação em decorrência da produção. A norma não deixa claro, nesta situação, qual a contrapartida, se uma despesa ou um custo capitalizado.

Apesar da diferença de tratamento observada no item “c”, a sistemática de reconhecimento da obrigação apresenta uma lógica, isto é, à medida que a empresa aumenta sua intervenção no meio ambiente, maior será sua obrigação futura para deixar o meio ambiente nas condições pré-existentes, por isso que o valor da provisão deve acompanhar o nível de atividade da empresa.

Recorrendo a outra norma brasileira, a Resolução do Conselho Federal de Contabilidade nº 1.025, de 15 de abril de 2005, que aprovou a Norma Brasileira de Contabilidade – NBC T 19.1 – Imobilizado, determina que o custo de um bem do imobilizado compreende: (a) o preço de compra, inclusive impostos de importação e impostos não-recuperáveis sobre a compra, deduzidos de descontos comerciais e abatimentos; (b) custos diretamente atribuíveis para instalar e colocar o ativo em condições operacionais para o uso pretendido; e (c) o custo estimado para desmontar e remover o ativo e restaurar o local no qual está localizado, quando existir a obrigação futura para a entidade. (NBC T 19.1, item 19.1.5.1).

Dessa forma, fica claro que os custos futuros de abandono de ativos devem fazer parte do custo histórico dos ativos que originaram a obrigação futura, tanto pelo SFAS 143, quanto pelas normas internacionais e brasileiras.

Os efeitos da adoção inicial da Deliberação CVM 489/05, que não se relacionarem a mudanças de estimativas, devem ser apresentados como ajustes de exercícios anteriores.

Para cada tipo de provisão relevante, uma entidade deve divulgar: (a) o valor contábil no início e no fim do período; (b) provisões adicionais feitas no período, incluindo aumentos nas provisões existentes; (c) montantes utilizados (ou seja, incorridos e baixados contra a provisão) durante o período; (d) montantes não utilizados, estornados durante o período; e (e) despesas financeiras apropriadas no período para as provisões ajustadas ao valor presente e qualquer mudança na taxa de desconto.

Além disso, não são necessárias informações comparativas e se devem divulgar ainda (a) uma breve descrição da natureza da obrigação e o cronograma esperado de quaisquer desembolsos; (b) uma indicação das incertezas sobre o valor ou o cronograma desses desembolsos; e (c) o montante de qualquer reembolso esperado, declarando o valor de qualquer ativo que tenha sido reconhecido por conta desse reembolso.

A norma da CVM entrou em vigor para as demonstrações contábeis que abrangem os períodos que começaram em 1º de janeiro de 2006, ou após essa data e revogou o Pronunciamento do IBRACON XXII - Contingências.

Para resumir as principais comparações entre o SFAS 143 e as normas internacionais e brasileiras, elaborou-se o Quadro 2 a seguir:

ATRIBUTO	SFAS 143	NORMAS INTERNACIONAIS (IAS 37)	NORMAS BRASILEIRAS (Deliberação CVM 489)
Existência da obrigação	Contratual ou legal	Legal ou construtiva	Legal ou não formalizada
Reconhecimento da obrigação	Exigido	Exigido	Exigido
Contrapartida da obrigação	Constituição do ativo (pela totalidade)	Remoção: constituição do ativo (total) Recuperação: de acordo com a produção	Remoção: constituição do ativo (total) Recuperação: de acordo com a produção
Compõe valor histórico do ativo	Exigido	Não determina claramente	Não determina claramente
Mensuração	Valor justo, tipicamente estimado pelo valor presente da obrigação	Melhor estimativa da obrigação	Melhor estimativa da obrigação
Valores descontados	Se for usado técnicas de valor presente	Somente se a diferença for material	Somente se a diferença for material. Não valida o método
Taxa de desconto	Taxa livre de risco ajusta ao nível de crédito	Refleta as condições de mercado, valor do dinheiro no tempo e riscos da obrigação	Refleta as condições de mercado, valor do dinheiro no tempo e riscos da obrigação
Valor da atualização do valor presente	Despesa (item operacional)	Despesa financeira	Despesa financeira
Regras para divulgação das informações	Sim	Sim	Sim
Tratamento dos efeitos da aplicação inicial	Mudança de prática contábil (Resultado)	Ajustes de exercícios anteriores (Patrimônio)	Ajustes de exercícios anteriores (Patrimônio)
Vigência	15/06/2002	Originalmente em 01/07/1999. Revisada em 2004.	01/01/2006
Norma específica aplicada à indústria petrolífera	Não, mas alterou o SFAS 19	Não	Não

Fonte: elaborado pelo autor.

Quadro 2 – Comparação do SFAS 143 com as normas internacionais e brasileiras

3.9 RESUMO

O SFAS 143 exige o reconhecimento de uma provisão pelo valor justo da obrigação de baixa futura de ativos no período em que a obrigação é incorrida (em geral, no momento da constituição do ativo), se uma estimativa razoável do valor justo possa ser feita. As estimativas da provisão para abandono terão como contrapartida a capitalização como parte do valor histórico do ativo que deu origem a obrigação.

O valor justo da obrigação é contabilizado em bases descontadas (valor atual), utilizando uma taxa de juros livre de risco ajustado ao nível de crédito da entidade.

Após o registro inicial a entidade deverá reconhecer nos períodos subsequentes as variações periódicas no valor do passivo (provisão) resultante da passagem de tempo e das revisões no prazo ou no valor da estimativa original do fluxo de caixa não descontado.

O valor capitalizado no ativo será depreciado/amortizado utilizando-se os mesmos critérios do ativo que originou a obrigação. A despesa de depreciação/amortização será considerada como custo operacional no resultado.

O estudo comparativo com a norma brasileira (Instrução CVM nº 489/05) e a norma internacional (IAS 37) mostrou que a norma brasileira e internacional reconhece que a obrigação para desativação dos ativos de longa duração como um passivo e, dessa forma, uma provisão deve ser constituída para evidenciar a obrigação de desmontar e remover itens do imobilizado. Algumas diferenças em relação ao SFAS 143 referem-se em considerar: (a) o ajuste período do passivo pela passagem de tempo como despesa financeira (despesa operacional no SFAS 143); (b) não determina que a contrapartida componha o custo histórico do ativo (deve-se recorrer a NBC T 19.1 e ao IAS 16); (c) apresentação da provisão em bases descontadas apenas se a diferença for material; e (d) determina a constituição do ativo no momento da constituição do ativo (como no SFAS 143), mas para o caso das obrigações inerentes a recuperação ambiental, de forma proporcional da produção da reserva.

CAPÍTULO 4 - O SETOR PETROLÍFERO

O objetivo deste capítulo é descrever as principais características do setor petrolífero, dando enfoque a importância do petróleo para economia mundial e os segmentos pelos quais a atividade se desenvolve. Conhecido aos segmentos, ganhará destaque o segmento de exploração e produção de petróleo, com a descrição das principais atividades desenvolvidas e, conseqüentemente, da classificação dos gastos inerentes a esse segmento.

4.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO SETOR PETROLÍFERO

O petróleo tem origem a partir da decomposição da matéria orgânica resultante de restos de animais e plantas juntamente com rochas sedimentares, que após longo tempo sofrendo ações bacterianas e químicas, ativadas pelo aumento da pressão e temperatura, acabam por se transformar em hidrocarbonetos. (CARDOSO, 2005).

Quando os hidrocarbonetos (mistura de compostos químicos orgânicos) possuem uma maior porcentagem de moléculas pequenas seu estado físico é gasoso e quando a mistura contém moléculas maiores, seu estado físico é líquido, nas condições normais de temperatura e pressão. (THOMAS, 2004).

O hidrocarboneto é o composto básico para a formação e classificação da substância como petróleo: na fase líquida é denominado de óleo e na fase gasosa sendo assim denominado de gás natural. Óleo é a porção de petróleo existente na fase líquida nas condições originais do reservatório e que permanece líquida nas condições de pressão e temperatura de superfície. Gás natural, por sua vez, é a porção de petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições originais de reservatório e que permanece no estado gasoso nas condições de pressão e temperatura. (JENNING, FEITEN e BROCK, 2000).

O papel de uma empresa exploradora de petróleo é principalmente extrair a quantidade de óleo e gás dos reservatórios de petróleo (reservas), usando vários tipos de técnicas de extração existentes, para a sua comercialização.

O maior patrimônio de uma empresa de petróleo são as 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. (KAHN, 2002).

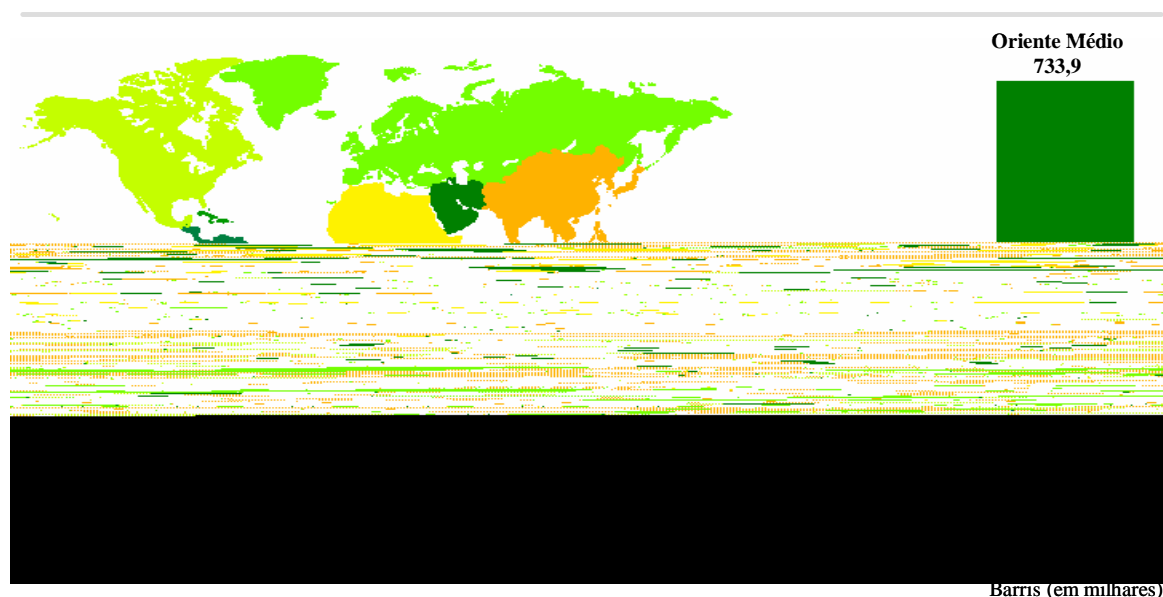
O petróleo é uma fonte de energia usada em larga escala em todo o mundo, podendo ser apontada como um fator chave para o desenvolvimento das economias. A magnitude dos segmentos da cadeia produtiva do setor petrolífero pode ser verificada em termos políticos, econômicos e financeiros.

Desde do marco inicial da exploração do petróleo, no ano de 1859, o domínio das reservas de petróleo vem sendo motivo de grandes questões políticas e bélicas. Não por menos, o desenvolvimento da indústria petrolífera influenciou a história do século XX.

Na sua evolução, destacam-se as sucessivas explorações e descobertas de bacias sedimentares ricas em petróleo e gás natural, seguidas das reestruturações na organização da indústria e suas interações com as políticas e economias nacional e mundial.

No início do século XX, o forte crescimento da demanda ocasionada pela Segunda Guerra Mundial forçou as companhias a realizarem sucessivas campanhas

Texaco, Gulf, Shell, BP, Total e Elf, a instabilidade política dos países árabes (revoluções, guerras regionais, fanatismo religioso, falta de cumprimento dos acordos estabelecidos), autonomia nacional e a necessidade de abastecer mercados em crescimento permanente colocaram o petróleo no centro da geopolítica mundial, fato que ainda pode ser observado nos dias atuais.



Fonte: BP Statistical Review of World Energy June (2005).

Ilustração 4 – Distribuição das Reservas Provadas de Petróleo pelo Mundo

Assim, o colapso mundial proporcionado pelas crises do petróleo em 1973 e 1979, as sucessivas guerras e revoluções: árabe-israelense (guerra do Yom Kippur), guerra Irã-iraque, revolução iraniana, invasão do Kuwait pelo Iraque e a subsequente intervenção política e militar da comunidade internacional, sob a liderança dos Estados Unidos, que acabou culminando na derrubada do ditador iraquiano Saddam Hussein do poder e controle do país pelos Estados Unidos, fica evidente as conseqüências de uma economia sustentada energeticamente por um combustível vulnerável a controles de oferta pelos países árabes.

Com isso, ao se analisar a Tabela 1 a seguir, fica fácil compreender porque o mundo, principalmente as nações desenvolvidas e grandes consumidoras de energia, volta suas atenções para o oriente médio.

Tabela 1 – Produção e Consumo de Petróleo no Mundo

Região	Produção		Consumo	
	mil barris/dia	%	mil barris/dia	%
Ásia e Oceania	7.928	9,8%	23.446	28,9%
América do Norte	14.150	17,3%	24.619	29,8%
América Central e do Sul	6.764	8,8%	4.739	5,9%
África	9.264	11,4%	2.647	3,3%
Europa e Eurásia	17.583	22,0%	20.017	25,4%
Oriente Médio	24.571	30,7%	5.289	6,7%

Fonte: BP Statistical Review of World Energy June (2005).

Em termos econômicos, é inegável a importância do petróleo para a economia. Os benefícios relativos ao setor são verificados em termos de finanças públicas, balança comercial, geração de emprego, pesquisa e desenvolvimento tecnológico. Em termos fiscais, a importância do setor é dada pela multiplicidade de fatos geradores de impostos a ele associados. Além da arrecadação de impostos, associada ao montante de negócios realizados pela cadeia produtiva e de fornecedores (IR, IPI, ICMS, etc.), destaca-se a arrecadação de *royalties* que representa hoje uma importante fonte de recursos para os estados e, sobretudo, municípios envolvidos nas bacias. Já o impacto sobre as contas externas ocorre, principalmente, pelo crescimento da produção interna de óleo, dando origem a reduções na conta petróleo da balança comercial brasileira.

Estima-se que a contribuição média do setor petrolífero ao PIB nacional tenha sido de: 2,44% (nos anos 60), 2,79% (anos 70), 4,20% (anos 80), 3,36% (1990/97), 4,94% (1998/2003) e 8,11% (2004), mostrando a importância do setor petrolífero para a economia nacional. (ARAGÃO, 2005).

Outra característica do setor petrolífero é que ela movimenta bilhões de dólares diariamente em atividades industriais gigantescas, passando a ser imprescindível às facilidades e comodidades da vida moderna.

Trata-se, assim, de uma indústria de capital altamente intensivo, na qual recursos extraordinários são alocados para pesquisa e desenvolvimento, dado a exigência de tecnologias e equipamentos cada vez mais sofisticados, seja para a descoberta de novas jazidas, seja para a extração, transporte e refino do petróleo. Além disso, apresenta altos riscos na atividade de exploração, altos investimentos em desenvolvimento da produção e longos prazos de maturação do investimento.

Estima-se que entre 2001 e 2030, sejam investidos o montante de US\$ 3,04 trilhões pelas empresas mundiais do setor petrolífero, sendo US\$ 2,18 trilhões em

exploração e produção (72%), US\$ 395 bilhões em refino (13%) e US\$ 456 milhões nos demais segmentos (15%). (ARAGÃO, 2005).

De acordo com levantamento anual do Fortune Global 500, no ano de 2005, dentre as dez maiores empresas do mundo, quatro eram empresas petrolíferas. Considerando o *ranking* das 50 maiores empresas mundiais, nove era do setor petróleo, o que resultou em faturamento avaliado em US\$ 1,5 trilhão: 2ª, BP (US\$ 285,06 bilhões); 3ª, ExxonMobil (US\$ 270,77 bilhões); 4ª, Royal Dutch/Shell Group (US\$ 268,69 bilhões); 10ª, Total (US\$ 152,61 bilhões); 11ª, ChevronTexaco (US\$ 147,97 bilhões); 12ª, ConocoPhillips (US\$ 121,66 bilhões); 31ª, Sinopec (US\$ 75,08 bilhões); 33ª, ENI (US\$ 74,23 bilhões) e 46ª, China National Petroleum (US\$ 67,72 bilhões). No rol das maiores empresas mundiais, a brasileira Petrobras aparece na posição 125, com faturamento da ordem de US\$ 36,99 bilhões. (FORTUNE, 2005).

No Brasil, o setor petrolífero vem passando por grandes mudanças, principalmente após a promulgação da Emenda Constitucional nº 9, que flexibilizou o monopólio do petróleo, permitindo que atividades de responsabilidade exclusiva da União pudessem ser concedidas a outras empresas, além da Petrobras (que detinha o monopólio da exploração e produção de petróleo até 1998).

A Regulamentação do setor do petróleo no Brasil se deu pela Lei nº 9.478, de 06.08.97 (Lei do Petróleo), onde se estabeleceu que qualquer empresa, independentemente da origem de seu capital, pode realizar atividades de exploração, produção, transporte, refino, importação e exportação de petróleo.

Com isso, estimulou-se a criação de novas empresas nacionais, bem como o “desembarque” no país de um grande número de empresas estrangeiras, visando o aproveitamento de todo o potencial das bacias sedimentares brasileiras. A despeito de a Petrobras ser a empresa de maior destaque no mercado petrolífero nacional, a participação de outras empresas pode ser observado nos leilões de áreas de concessão da Agência Nacional do Petróleo (ANP), conforme quadro a seguir.

	1ª	2ª	3ª	4ª	5ª	6ª
Manifestação de interesse	58	49	46	35	18	30

Conforme observa Barão (2006), essa maior participação de empresas é mais evidente no segmento de exploração de petróleo, principalmente por meio de parcerias entre empresas (a maioria com a Petrobras), enquanto que no segmento de produção, apesar da abertura de mercado, a participação ainda é pequena.

Tipicamente, o setor petrolífero é composto pelo conjunto de atividades relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação, distribuição e comercialização de petróleo, gás natural, outros hidrocarbonetos e seus derivados, cada uma responsável por uma fase do processo e consumidora de recursos e fornecedora ou geradora de produtos ou serviços, que podem se destinar tanto ao cliente interno quanto ao cliente externo.

As empresas que atuam em todos segmentos da cadeia produtiva são chamadas de empresas verticalmente integradas, enquanto aquelas que atuam em apenas um dos segmentos, de independentes.

De forma mais específica, a indústria verticalmente integrada apresenta dois segmentos principais: o segmento responsável pela obtenção da matéria-prima (óleo e gás natural), denominado como segmento de exploração e produção (E&P), ou de *upstream*, como chamado no jargão da indústria petrolífera. Já o termo *downstream* é usado para denominar o segmento responsável pelas atividades de refino, transporte, distribuição, estocagem e comercialização. (JENNING, FEITEN e BROCK, 2000).

De acordo com Cardoso (2005), alguns autores acrescentam uma terceira classificação, considerando o segmento de refino como *midstream*.

Os principais segmentos do setor petrolífero são resumidos a seguir:

a) Exploração e Produção (E&P)

As atividades de exploração têm como objetivo identificar e disponibilizar as jazidas de hidrocarbonetos a serem desenvolvidas, isto é, explotadas ou depletadas durante as atividades de produção, ou comercializadas (vendidas a terceiros) quando seu desenvolvimento não interessar economicamente à empresa. A jazida é o seu produto final e eventual fonte de receita para a mensuração de seu resultado. É uma atividade de alto risco e, conseqüentemente, de altos prêmios quando do sucesso do esforço exploratório.

As atividades de produção abrangem o desenvolvimento, que consiste na construção da infra-estrutura necessária à extração dos recursos existentes, tanto das jazidas descobertas pela atividade de exploração, quanto àquelas provenientes de reavaliações de volumes ou eventualmente adquiridas de terceiros, para garantir a sua efetiva operação na fase de produção, até o esgotamento da jazida e seu abandono.

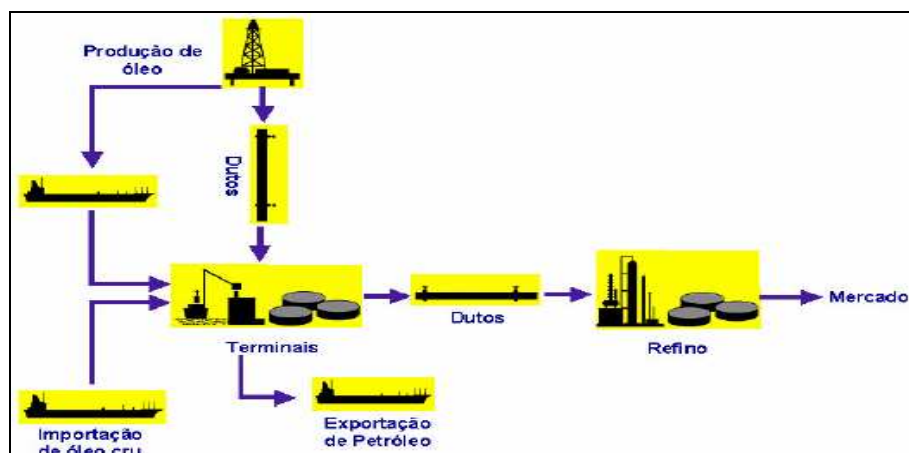
b) Refino

Segmento formado por refinarias de óleo e plantas de processamento de gás que separam e processam os hidrocarbonetos líquidos e gases em vários produtos comercializáveis. O processo de refino consiste em uma série de beneficiamentos pelos quais passa o mineral bruto para obtenção dos derivados de grande interesse comercial.

De acordo com Mariano (2005, p. 1), a etapa de refino “é o coração da indústria de petróleo, pois sem a separação em seus diversos componentes, o petróleo em si, possui pouco ou nenhum valor prático e comercial.”

c) Transporte, Distribuição e Estocagem

O petróleo extraído dos campos de produção precisa ser transportado até as refinarias e plantas de processamento de gás. Esse transporte é realizado por dutos, navios-tanque, barcaças ou caminhões. Uma vez refinado e obtendo-se os derivados, estes precisam chegar ao mercado consumidor, o que se faz por meio da distribuição. A cadeia de transporte, distribuição e estocagem de petróleo pode ser verificada na ilustração a seguir.



Fonte: Rocha (2004).

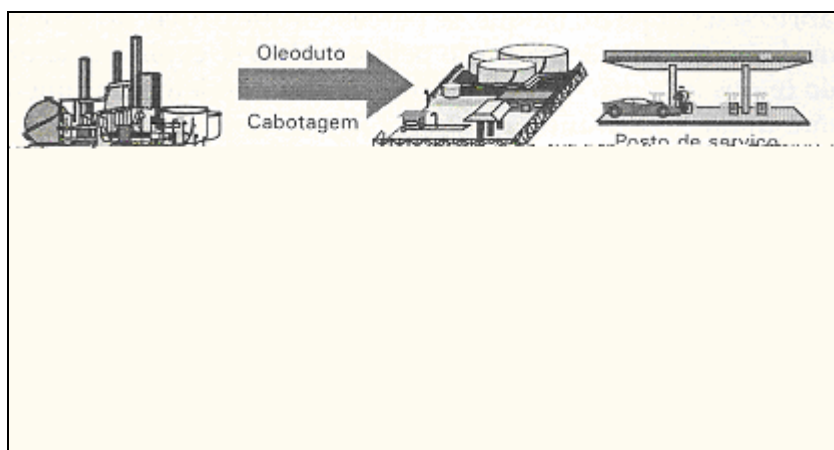
Ilustração 5 – Cadeia de Transporte, Distribuição e Estocagem de Petróleo

Dessa forma, essas atividades de logística tem por missão garantir o apoio necessário a toda a operação, seja de exploração, de desenvolvimento da produção, de produção ou refino, disponibilizando insumos e distribuindo os produtos resultantes.

d) Comercialização

Atividade comercialização e distribuição têm estreita ligação, onde uma pressupõe a outra. Na própria definição de distribuição, percebe-se esta íntima ligação: “atividade de comercialização entre atacadista e varejista, exercida pelas distribuidoras ...” (CARDOSO, 2005, p. 79).

A comercialização se dá em diversos níveis: entre o produtor (refinador) e o distribuidor/atacadista e entre este e o varejista e grandes consumidores. A ilustração a seguir mostra como se dá esta relação.



Fonte: Cardoso (2005).

Ilustração 6 – Processo de Comercialização dos Derivados de Petróleo

Considerando as características do setor petrolífero e os objetivos deste estudo, o foco será no segmento de exploração e produção (E&P), até porque o sistema de informação contábil para esse tipo de indústria apresenta particularidades contábeis relevantes, o que faz aumentar a diversidade de abordagem contábeis aos diferentes tipos de entidades.

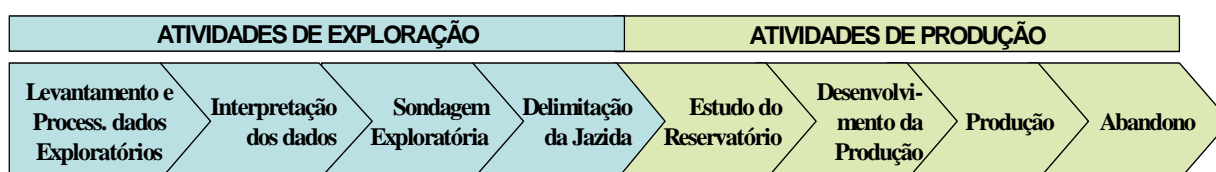
Nesse sentido, Godoy (2004) aponta que a atividade de exploração e produção de petróleo, e conseqüentemente sua contabilização e evidenciação, é caracterizada por vários problemas teóricos e técnicos, sobretudo pelo(a): alto risco envolvido na atividade de exploração; alto custo dos investimentos; falta de correlação entre o valor dos gastos efetuados e o valor resultante das reservas

encontradas; e longo espaço de tempo entre os gastos incorridos e seus benefícios gerados.

4.2 AS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

De acordo com Wright e Gallum (2005, p. 8), as etapas que envolvem o segmento de exploração e produção de uma empresa petrolífera (segmento de *upstream*) são, tipicamente, formadas por oito macro-processos: o levantamento e processamento de dados exploratórios; a interpretação de tais dados; a sondagem exploratória; a delimitação de jazidas; o estudo de reservatórios; o desenvolvimento da produção; a produção e o abandono.

Esquemáticamente, a cadeia produtiva das atividades de uma empresa que atua no segmento de E&P é demonstrada na ilustração a seguir.



Fonte: Santos, Silva e Marques (2005).

Ilustração 7 – Cadeia Produtiva de uma Empresa de E&P

Contudo, as autoras afirmam que a seqüência das etapas não é igual para todas as empresas ou projetos ou mesmo que algumas etapas podem ocorrer de forma concomitante, como por exemplo, a exploração durante o desenvolvimento ou a produção durante o desenvolvimento. Identificam, ainda, a etapa de aquisição ou concessão dos direitos de exploração. (WRIGHT e GALLUM, 2005, p. 8).

A seguir, serão descritas as principais etapas das atividades de exploração e produção de petróleo, baseadas principalmente em Wright e Gallum (2005).

a) Levantamento e Processamento dos Dados Exploratórios

Esta atividade tem por objetivo gerar informações a partir de dados geológicos e geofísicos de áreas relativamente grandes e precede a aquisição de quaisquer direitos exploratórios, insumo imprescindível para a formação do preço a ser ofertado.

Em geral, as empresas adquirem as informações geológicas e geofísicas de uma determinada área de empresas especializadas, centros de pesquisas ou órgãos governamentais ou se baseiam em estudos e pesquisas geológicas e topográficas históricas.

Essa etapa exploratória apresenta alto risco geológico, pois a coleta de informações está na sua fase inicial. Como se trata de uma etapa preliminar, o risco econômico ainda é baixo, devido ao baixo volume de recursos econômicos empregados, se comparados às outras etapas do processo.

Nessa etapa, é realizado ainda o efetivo tratamento dos dados obtidos, ou já

decisão recaia na localização que apresente o maior número de fatores indicativos da existência de uma acumulação de petróleo ou gás natural.

Nesta etapa, são empregadas técnicas como estudos sismológicos, de perfilagem do solo e testes estratigráficos, por exemplo, visando um estudo mais profundo e, caso haja uma probabilidade suficiente de que existe petróleo, inclusive a perfuração de poços pioneiros para se constatar realmente a existência de petróleo.

c) Aquisição ou Concessão dos Direitos de Exploração

Essa etapa envolve a aquisição do direito de explorar, desenvolver e produzir petróleo em uma determinada área, de um particular ou governo. De acordo com Jennings, Feiten e Brock, (2000, p. 7), nos Estados Unidos, quem é o dono da terra, geralmente é dono tanto da superfície, quanto do minério, ou seja, negocia um arrendamento da propriedade mineral diretamente com a empresa petrolífera.

No Brasil, a União é o proprietário do subsolo e das reservas no mar. A aquisição da concessão para exploração de uma determinada área se dá por meio de leilão, conduzido pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). Quando a exploração ocorre em terra, a empresa paga ainda um percentual da produção ao dono da propriedade. (SILVA, 2004).

O direito de explorar determinada área pode ser obtido por meio de contratos de arrendamento, concessão, participação na produção ou por meio de contratos de serviços com cláusulas de risco. (WRIGHT e GALLUM, 2005).

d) Sondagem Exploratória

O objetivo dessa etapa é a efetiva constatação ou não da descoberta de uma jazida por meio dos dados geológicos tratados, aperfeiçoados e complementados com aqueles obtidos durante a perfuração do poço pioneiro, acrescido da própria avaliação do poço. É a atividade mais dispendiosa do processo de exploração, pois envolve equipamentos especiais, além da necessidade de criação de infra-estrutura mínima.

e) Delimitação da Jazida

Os parâmetros de geologia a serem estimados nessa etapa inicial são as 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 reservatório), desempenho do poço (índice de produtividade, taxa de declínio), migração, integridade da trapa (totalmente selante ou não selante), seqüência dos eventos para geração e acumulação de hidrocarbonetos, custos (perfuração, completação, aquisição de dados), probabilidade da descoberta (fator de chance geológico, volume de reservas economicamente comercial) e preço dos produtos (variação no cenário de preços previstos, histórico de preços). (PEREIRA, 2004).

A delimitação é o aprofundamento da interpretação de uma determinada área, após a perfuração de um poço pioneiro e a constatação da descoberta. É muito semelhante ao processo de interpretação de dados, sendo que, neste momento, a quantidade e qualidade das informações disponíveis são muito superiores. O produto final do processo ou atividade de delimitação é o campo ou jazida demarcada.

Nessa etapa do processo de E&P também são realizadas análises econômicas e técnicas para avaliar se é viável prosseguir com os esforços exploratórios, pois no caso do projeto não seja viável economicamente ele deverá ser abandonado, caso contrário, dar-se continuidade a exploração da área se houver indicação de reservas suficientes de óleo e gás, momento em que a empresa incorrerá em substanciais somas para “completar” o poço de modo que ele produza óleo e gás com segurança.

Conforme apontam Jennings, Feiten e Brock (2000, p. 7), “exploração é risco: dois terços dos poços de exploração, nos Estados Unidos, em 1998, foram abandonados como “poços secos” (*dry holes*), isto é, não são produtivos comercialmente.” Vários poços secos podem ser perfurados em uma área, até que se ache um reservatório economicamente produtivo.

f) Estudo do Reservatório ou Jazida

Essa etapa do processo de E&P fornece a expectativa de produção para a vida útil econômica da jazida, de forma a permitir seu máximo aproveitamento. Esta estimativa futura de produção é denominada “curva de produção”, e será subsidio fundamental para a elaboração dos projetos de desenvolvimento da produção e,

conseqüentemente, definir o volume de investimentos necessários para maximização da jazida.

Trata-se de um processo contínuo, sendo constantemente atualizado à medida que novas informações são obtidas ou uma nova tecnologia é desenvolvida. Depois de descoberto o reservatório (ou campo de reservatórios), poços adicionais podem ser perfurados e instalados equipamentos na superfície para habilitar o campo a ser eficiente e economicamente produtivo. (JENNING, FEITEN e BROCK, 2000).

g) Desenvolvimento da Produção

Desenvolvimento da produção significa planejar (projetar) e instalar (construir) todo o sistema de produção do campo ou jazida. Este sistema é o conjunto de poços e instalações de superfície que viabilizam a extração do óleo e gás e garantem sua qualidade no escoamento para os dutos ou terminais.

O desenvolvimento da produção envolve, normalmente, a construção e montagem de equipamentos de grande porte, em locais onde pode ou não haver uma infra-estrutura pré-existente, para colocar os campos em condições de produzir.

Uma das características dessa etapa consiste no consumo de grande quantidade de recursos financeiros. Eventualmente, ou costumeiramente, na fase de desenvolvimento da produção, ao acréscimo no ativo fixo corresponde, ao invés de uma diminuição no caixa, um acréscimo no passivo, por conta de dívidas assumidas para fazer frente ao alto consumo de recursos nesta fase.

Wright e Gallum (2005) descrevem as principais atividades desenvolvidas nessa etapa:

1. Perfuração de poços adicionais para melhorar a produtividade da reserva;
2. Construção de plataformas e plantas de processamento de gás;
3. Construção de equipamentos e facilidades necessárias para extrair o petróleo à superfície e, ainda, para a manipulação, armazenagem, processamento ou tratamento do óleo e gás.
4. Construção dos sistemas de escoamento do óleo e gás (dutos), estocagem e descarte dos resíduos.

h) Produção

O processo ou atividade de produção tem como produtos finais o óleo e o gás natural, extraídos e entregues aos consumidores. É nesta fase que se obtém a receita pela venda ou transferência dos produtos para os consumidores ou segmentos da mesma empresa.

Muitas vezes algum beneficiamento é realizado antes da entrega, obtendo um produto mais puro ou mesmo algum subproduto, como o GLP (gás liquefeito de petróleo) ou LGN (líquido de gás natural). Ter o produto pronto para a entrega significa sua extração, tratamento e armazenamento. Além disto é necessário tratar e descartar a água e o refugo, atendendo aos parâmetros de preservação e não agressão ao meio ambiente.

De acordo com Jennings, Feiten e Brock (2000), a vida produtiva varia largamente de reservatório a reservatório. Alguns produzem por 50 anos, outros por somente alguns poucos anos e, alguns, por somente poucos dias. Tipicamente a taxa de produção declina com o tempo por causa da redução da pressão interna do reservatório, causada pela redução do volume de fluidos e gás no reservatório.

i) Abandono

À medida que o tempo vai passando, a taxa de produção de petróleo e gás vai declinando até chegar em um nível de produção em que as receitas provenientes das vendas não são suficientes para cobrir os custos de produção do campo. Essa é a condição para se abandonar o projeto. (THOMAS, 2004).

Quando se alcança o limite econômico do campo, o mesmo deve ser retirado de operação e seus poços tamponados, de modo a isolar os fluídos das formações entre si e da superfície, visando minimizar os riscos de acidentes e danos ao meio ambiente. Todas as instalações e equipamentos instalados 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.

Para Luczynski (2002, p. 53), para que se dê o abandono, certas condições devem incidir em um projeto de produção. Estas condições, as quais podem concorrer juntas ou em seqüência, parcial ou totalmente, determinam o instante em que o projeto deve ser abandonado. Os principais fatores, conforme o autor, são:

- a) o primeiro diz respeito ao instante em que a produção de petróleo se torna inviável economicamente, ou seja, quando se atinge o limite econômico de produção. Ao se atingir esse limite, torna-se mais caro produzir petróleo do que mantê-lo na jazida;
- b) o segundo trata do esgotamento das reservas. Obviamente, quando o petróleo cessa de jorrar (mesmo que já tenham sido empregadas técnicas de EOR) a produção é encerrada;
- c) o terceiro fator trata do estabelecimento de novas diretrizes em política energética. A estruturação e, posteriormente, a generalização e aceitação popular de um programa de energia alternativa, ocorreria à diminuição da base de petróleo na matriz energética, levando a diminuição do ritmo de extração, até a sua total cessação e o abandono das refinarias e plataformas.
- d) o quarto está relacionado com os limites impostos pela política governamental. Um governo pode decidir abandonar o seu programa exploracional, temporária ou definitivamente, com a intenção de preservar a dotação atual de suas reservas para as gerações futuras;
- e) por fim, há a pressão ambiental.

Essa etapa do processo de E&P constitui o foco central deste estudo e terá suas características aprofundadas posteriormente. Conhecidas as fases da atividade de exploração e produção de petróleo, passa-se ao estudo do tratamento dos gastos inerentes a cada uma dessas etapas.

4.3 CLASSIFICAÇÃO DOS GASTOS NAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

As diversas etapas do processo de exploração e produção, logicamente, consomem somas relevantes de recursos. De acordo com Ludícibus, Martins e Gelbcke (2005, p. 190), existem basicamente dois tipos de gastos: os de capital (investimentos) e os gastos do período (operacionais).

Os gastos de capital são aqueles que irão beneficiar mais de um exercício social e devem ser adicionados ao valor do ativo imobilizado, enquanto que os gastos do período são aqueles que devem ser agregados às contas de despesas do período, pois só beneficiam um exercício e são necessários para manter o imobilizado em condições de operar, não lhe aumentando o valor.

No segmento de exploração e produção de petróleo, os gastos com investimentos são aqueles incorridos visando a obtenção de um fluxo de benefícios ao longo de um período futuro. Sob a ótica contábil, todo investimento deveria

corresponder a uma imobilização de recursos no sentido de que estes são aplicados com o objetivo de permanecerem investidos e gerando benefícios na atividade correspondente, por um período relativamente longo de tempo, migrando para resultado ao longo desse período futuro, e em função do benefício gerado ou de seu serviço consumido.

Já os gastos operacionais são aqueles incorridos com o objetivo de garantir a manutenção de uma dada capacidade operacional em determinado momento. O benefício gerado pelo gasto é consumido imediatamente, ou em um período muito curto de tempo, de forma que compõem o resultado da empresa no próprio período em que ocorrem.

Ludícibus, Martins e Gelbcke (2005) reconhecem que a distinção entre gastos de capital e gastos do período torna-se algumas vezes bastante difícil e, evidentemente, a decisão de registrar erroneamente um gasto de capital como gasto do período, e vice-versa, traz reflexos tanto no valor dos ativos como do resultado do período, devendo, portanto, tal decisão ser tomada em função de princípios bem estabelecidos.

Financial Accounting Standards nº 19 – *Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies* (SFAS 19), do *Financial Accounting Standard Board* (FASB).

a) Custos de Aquisição

São os custos incorridos para adquirir os direitos de explorar, perfurar e produzir óleo e gás em áreas desenvolvidas ou a desenvolver. Eles abrangem também o bônus de assinatura, as opções de compra ou arrendamento, as comissões, as taxas de agenciamento e corretagem, as taxas de registro e demais custos legais e outros encargos incorridos na obtenção dos direitos da exploração mineral. (Reg. S-X Rule 4-10 e SFAS 19).

b) Custos de Exploração

São os gastos incorridos na exploração da propriedade para identificação de áreas potenciais ou nos exames de áreas específicas com potencial de reserva de óleo e gás, incluindo os custos com perfuração de poços exploratórios e de testes estratigráficos.

Estes custos tanto podem ocorrer antes da propriedade ser adquirida (muitas vezes uma parte é chamada de custos de prospecção e a área acaba não sendo adquirida), quanto depois da aquisição da propriedade a ser explorada. (SILVA, 2004).

Fazem parte os seguintes custos, conforme o Reg. S-X Rule 4-10 e o SFAS 19:

i) Custos de Geologia e Geofísica (G&G): incluem estudos topográficos, geológicos e geofísicos, direitos de acesso às propriedades ou áreas, salários e outras despesas de geólogos, geofísicos, bem como outras pessoas que conduzem estes estudos;

ii) Custos de retenção de propriedades não desenvolvidas: são incorridos para manter os direitos de propriedade, incluindo impostos, demais custos legais e de manutenção da terra e/ou do arrendamento;

iii) Aquisição de dados sísmicos: pagamentos feitos por uma companhia a outra, para troca de informações de geologia e geofísica específicas, obtidas durante a perfuração em uma área vizinha;

iv) Custos para perfurar e equipar poços exploratórios, para perfurar poços de testes estratigráficos (tipo exploratórios) e ainda todos aqueles custos incorridos na montagem da infra-estrutura dessas atividades.

Fazem parte ainda desse grupo às contribuições (custos incorridos) de poços secos e completados. (JENNING, FEITEN e BROCK, 2000).

c) Custos de Desenvolvimento

São os custos incorridos para se obter os acessos às reservas provadas e

d) Custos de Produção

São os custos incorridos nas atividades de extração, tratamento, escoamento, armazenamento e em outras atividades ligadas direta ou indiretamente à produção de óleo e gás.

Conforme Silva (2004), são os custos incorridos para operar e manter poços, equipamentos e instalações, incluindo a depreciação dos mesmos. Incluem 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.

Esses custos farão parte do custo total do petróleo e gás produzido (“Custo de Extração” ou “*Lifiting Cost*”). De acordo com SFAS 19, a produção deve normalmente ser considerada como concluída na válvula de saída da área produtora ou no tanque de armazenamento da produção no campo. Caso existam circunstâncias físicas ou operacionais incomuns, pode ser mais adequado considerar como concluída a produção, no primeiro ponto de medição de um duto de escoamento, na entrega do produto a um transportador, refinaria ou terminal marítimo.

A depreciação, exaustão e amortização de custos de aquisição, exploração e desenvolvimento que foram capitalizados (ativados), também se tornam parte do custo do petróleo e gás produzido, junto com o custo de produção. (Reg. S-X Rule 4-10 e SFAS 19).

De acordo com Silva (2004), compõem ainda os custos de produção, o percentual da produção pago ao arrendador da propriedade em terra. Sendo que no Brasil, a empresa produtora de petróleo também paga um percentual da produção a União, Estados e Municípios produtores de três formas, que são denominados conjuntamente de participações governamentais: os *royalties*, a participação especial e a taxa de ocupação de área.

Os *royalties* equivalem a dez por cento da produção mensal de óleo e gás. A participação especial é um pagamento adicional causado pela alta produção ou rentabilidade do campo produtor de óleo e gás, e seu valor é calculado em função de uma matriz, contendo o volume de produção trimestral, a área onde está situada a concessão e o ano de produção de cada campo. Por fim, a taxa de ocupação de

área é uma espécie de aluguel, calculado em função do tamanho da área de concessão.

A última atividade da cadeia produtiva petrolífera de E&P diz respeito ao abandono da área produtora de óleo e gás.

4.4 RESUMO

O objetivo do capítulo foi descrever as principais características do setor petrolífero, dando enfoque a importância do petróleo para economia mundial e os segmentos pelos quais a atividade se desenvolve.

Tipicamente, os gastos incorridos nas atividades de exploração e produção de petróleo são agrupados dentro de quatro categorias básicas de custos que são: custos de aquisição, custos de exploração, custos de desenvolvimento e custos de produção, de acordo com o *Regulation S-X Rule 4-10* da SEC e o SFAS 19 do FASB.

Destacou-se o segmento de exploração e produção de petróleo, com a descrição das principais atividades desenvolvidas e, conseqüentemente, da classificação dos gastos inerentes a esse segmento.

A caracterização dos diversos custos incorridos na etapa do custo de abandono será descrita no capítulo seguinte.

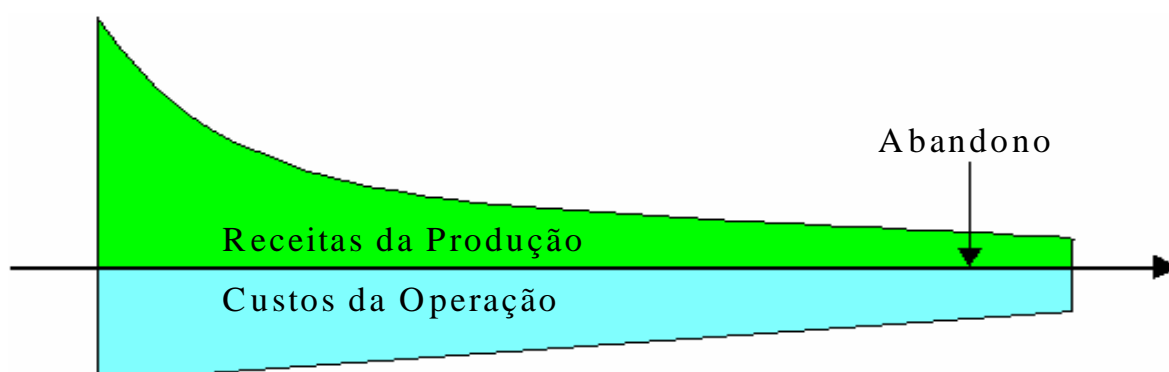
CAPÍTULO 5 - O CUSTO DE ABANDONO DE ATIVOS DE LONGA DURAÇÃO DO SETOR PETROLÍFERO

O objetivo do capítulo é descrever os principais ativos de longa duração do setor petrolífero que geram para a empresa a obrigação futura de baixa quando do encerramento de um projeto de exploração de petróleo. Caracterizados os principais ativos, analisam-se os componentes de custos incorridos em cada etapa do processo de abandono.

5.1 CARACTERIZAÇÃO DO ABANDONO

O Abandono de um projeto de exploração e produção de óleo e gás pode ocorrer ou pela sua completa escassez física, que ocorre quando o recurso mineral atinge sua completa exaustão, ou pela escassez econômica quando a produção é suspensa em função de razões econômicas tais como alto valor de extração, preço do barril de petróleo etc, mesmo que o recurso mineral não tenha sido completamente exaurido. (LACERDA, 2005).

Assim, quando as receitas provenientes das vendas da produção de óleo e gás são insuficientes para cobrir os custos de manutenção da operação, é chegada a hora de abandonar o projeto, conforme pode ser observado na ilustração a seguir:



Fonte: elaborado pelo autor.

Ilustração 8 – Condição para o Abandono

De acordo com a Portaria da Agência Nacional do Petróleo (ANP) nº 114, de 25 de julho de 2001, o abandono consiste no processo constituído do tamponamento de poços e da desativação das instalações na área de concessão, que corresponde ao ato de tirar de serviço ou de atividade, reverter, alienar ou remover qualquer instalação construída que teve como propósito original servir à exploração de petróleo ou gás.

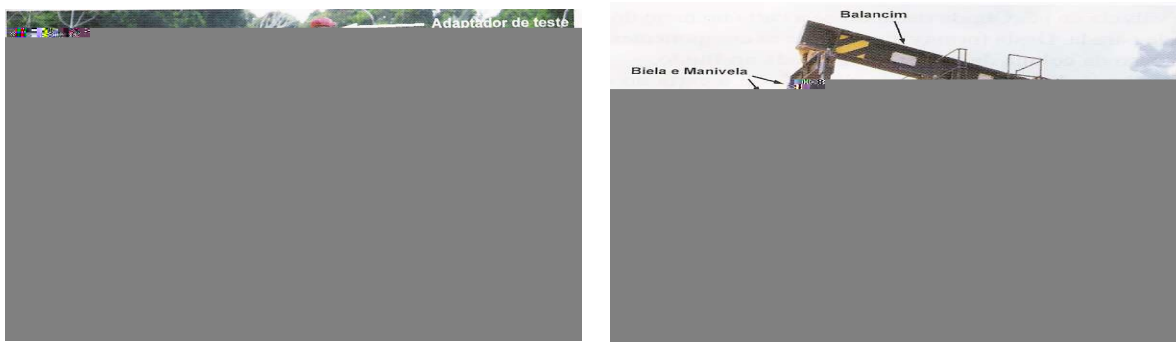
O objetivo principal do abandono consiste em, uma vez esgotada economicamente a jazida, reverter o local ao seu estado natural, recuperando as condições existentes no período anterior à intervenção produtiva, com a remoção de qualquer benfeitoria ou facilidade de produção lá construída, e a recomposição do meio ambiente pré-existente com um mínimo de riscos.

Luczynski (2002), aponta que um processo idealizado de abandono tem por objetivos: a) minimizar os danos ambientais; b) restituir os parâmetros de qualidade ambiental; c) reciclar ou reutilizar os materiais retirados de serviços; e d) minimizar a falta de remuneração que ocorre com o encerramento da produção.

5.2 CARACTERIZAÇÃO DOS ATIVOS DE LONGA DURAÇÃO DO SETOR PETROLÍFERO

A produção de petróleo e gás pode se dar tanto em terra, quanto no mar. Em termos de custos, nas operações em terra (*onshore*) muitas empresas assumem que o valor residual dos equipamentos deve ser igual à soma dos custos de desmantelamento e daqueles necessários às atividades de limpeza e restauração da área, sendo que o custo líquido do desmantelamento freqüentemente é ignorado. (JENNING, FEITEN e BROCK, 2000).

Isso ocorre em função das operações em terra não serem tão complexas quanto as operações *offshore*, com emprego de equipamentos de relativa facilidade na remoção, dando a essa atividade um baixo custo operacional. (CONAWAY, 1999). As instalações típicas da produção *onshore* podem ser observadas na Ilustração 9 a seguir.



Fonte: Thomas (2004, p. 159 e 246).

Ilustração 9 – Árvore de Natal e Cavalo de Pau

Em se tratando das operações *offshore*, o nível de complexidade e os custos da operação aumentam significativamente. De acordo com Jennings, Feiten e Brock (2000), os custos com abandono são mais relevantes quando as áreas a serem abandonadas estão situadas no mar (*offshore*), pois existe a necessidade de desmontagem dos equipamentos e outras estruturas usadas na produção, normalmente em ambiente hostil e a recuperação da superfície oceânica em grandes profundidades.

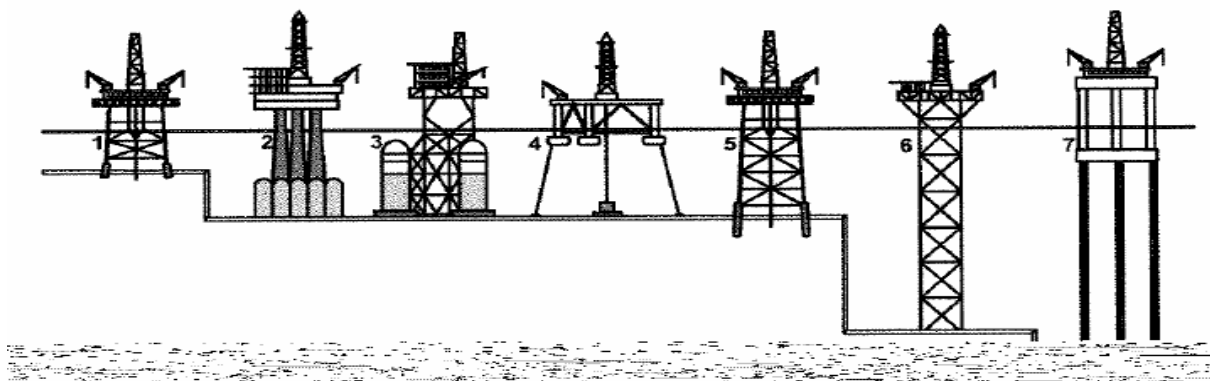
Para a exploração de petróleo em bacias marinhas é necessária a instalação de plataformas, dos equipamentos submarinhos, tais como “árvore de natal molhada”, “cabeça de poço”, dutos, colunas de escoamento, blocos de ancoragem, dentre outros. Parâmetros como profundidade, distância da costa, condições marítimas e climáticas são alguns fatores levados em conta da decisão do tipo de instalação apropriada.

Os mais comuns tipos de plataforma são: (1) plataformas fixas águas rasas – jaquetas¹ de aço ; (2) plataformas fixas – por gravidade de concreto; (3) plataformas fixas – por gravidade de aço; (4) plataformas flutuantes; (5) plataformas fixas águas profundas – jaquetas de aço; (6) plataformas *compliant tower* (torre estaiada); e (7) plataformas *tension leg* (pernas atirantadas). As principais plataformas podem ser observadas na Ilustração 10.

As plataformas fixas com jaqueta de aço foram as primeiras unidades utilizadas. Tem sido as preferidas nos campos localizados em lâminas d'água de até 300 metros. Geralmente suas estruturas modulares de aço são instaladas no local

¹ Jaquetas (*jackets*): estrutura tubular de suporte da plataforma.

de operação com estacas² cravadas no fundo do mar. As plataformas fixas são projetadas para receber todos os equipamentos de perfuração, estocagem de materiais, alojamento de pessoal, bem como todas as instalações necessárias para a produção dos poços. (THOMAS, 2004).



Fonte: Ferreira (2003, p. 51).

Ilustração 10 – Tipos de Plataformas

As plataformas fixas com estruturas de concreto são usadas basicamente em bacias marítimas hostis (mar revolto, intempéries climáticas etc). São plataformas largamente empregadas no Mar do Norte, sendo que cerca de 83% estão em profundidade superiores a 100 metros. (LACERDA, 2005).

As plataformas flutuantes são compostas de uma estrutura com um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos. Uma unidade flutuante sofre movimentações devido à ação das ondas, correntes e ventos, com possibilidade de danificar os equipamentos a serem descidos no poço. Dois tipos de sistema são responsáveis pelo posicionamento da unidade flutuante: o sistema de ancoragem e o sistema de posicionamento dinâmico.

O sistema de ancoragem é constituído de 8 a 12 âncoras e cabos e/ou correntes, atuando como molas que produzem esforços capazes de restaurar a posição do flutuante quando é modificada pela ação das ondas, ventos e correntes. No sistema de posicionamento dinâmico, não existe ligação física da plataforma com o fundo do mar, exceto a dos equipamentos de perfuração. Sensores acústicos

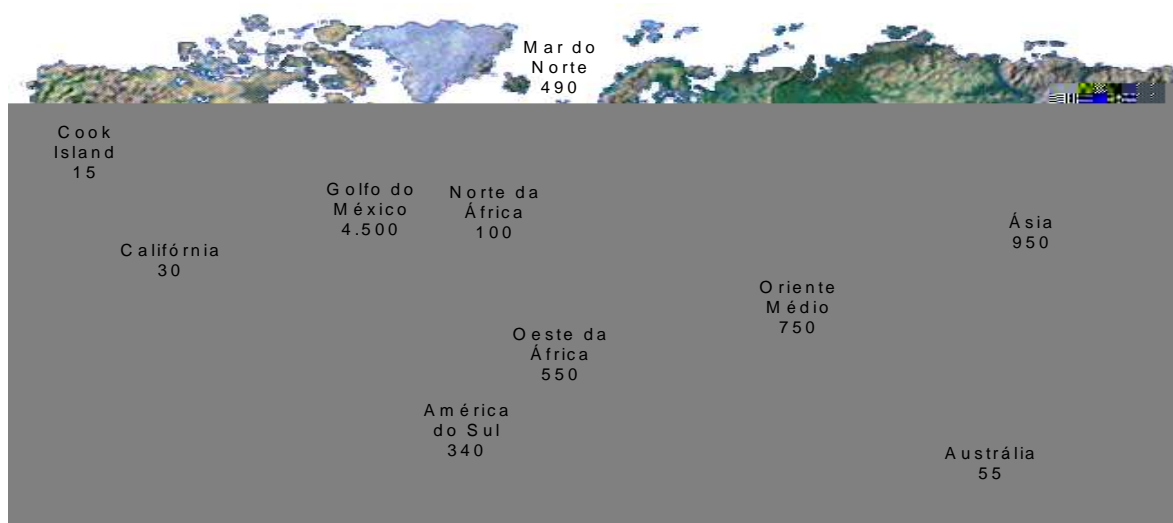
² Estacas: tubos especiais para fixação da plataforma no fundo do mar. Penetram a centenas de metro abaixo do fundo do mar.

determinam a deriva, e propulsores no casco acionados por computador restauram a posição da plataforma. (THOMAS, 2004).

Enquadram-se nessa classificação as Plataformas Semi-Submersíveis, os Sistemas de Produção Flutuantes (FPS's); as Unidades Flutuantes de Produção, Armazenagem e Transferência da produção (FPSO's); as Unidades de Armazenamento Flutuantes (FSU's) e Unidades Amarradas em Bóia Única (SBM's). As plataformas *tension-leg* são unidades flutuantes cuja estrutura é bastante semelhante à das plataformas semi-submersíveis. Porém, sua ancoragem ao fundo do mar é diferente. Elas são ancoradas por estruturas tubulares, com os tendões fixos no leito do mar por estacas e mantidos esticados pelo excesso de flutuação da plataforma, o que reduz severamente os movimentos da mesma.

De acordo com Parente *et al.* (2006), o número de instalações de produção de petróleo *offshore* no mundo supera a 7.500 unidades, distribuídas na plataforma continental de 53 diferentes países. Destaque para a região do Golfo do México que concentra a maior quantidade de instalações (cerca de 4.500 unidades). A distribuição regional das instalações pode ser observada na Ilustração 11.

Os custos envolvendo as operações de desmantelamento, remoção, recuperação o abandono das instalações *offshore* são extremamente elevados e, em alguns casos, chegam a exceder aos gastos para construir e preparar as instalações para produzir. (JENNING, FEITEN e BROCK, 2000 e GODOY, 2004).

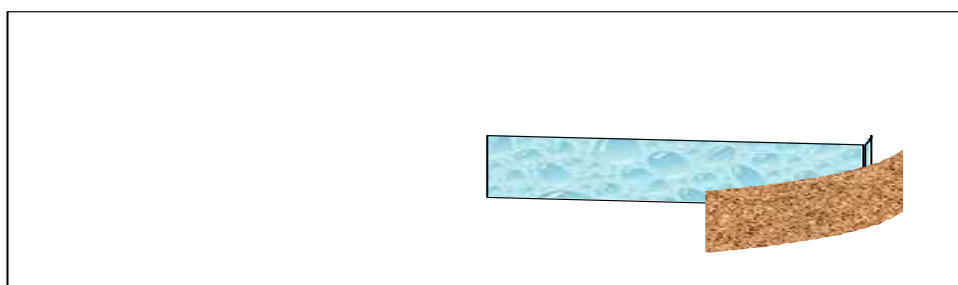


Fonte: Manago e Williamson (1997) e Parente *et al.* (2006).
Ilustração 11 – Distribuição das Instalações Offshore no Mundo

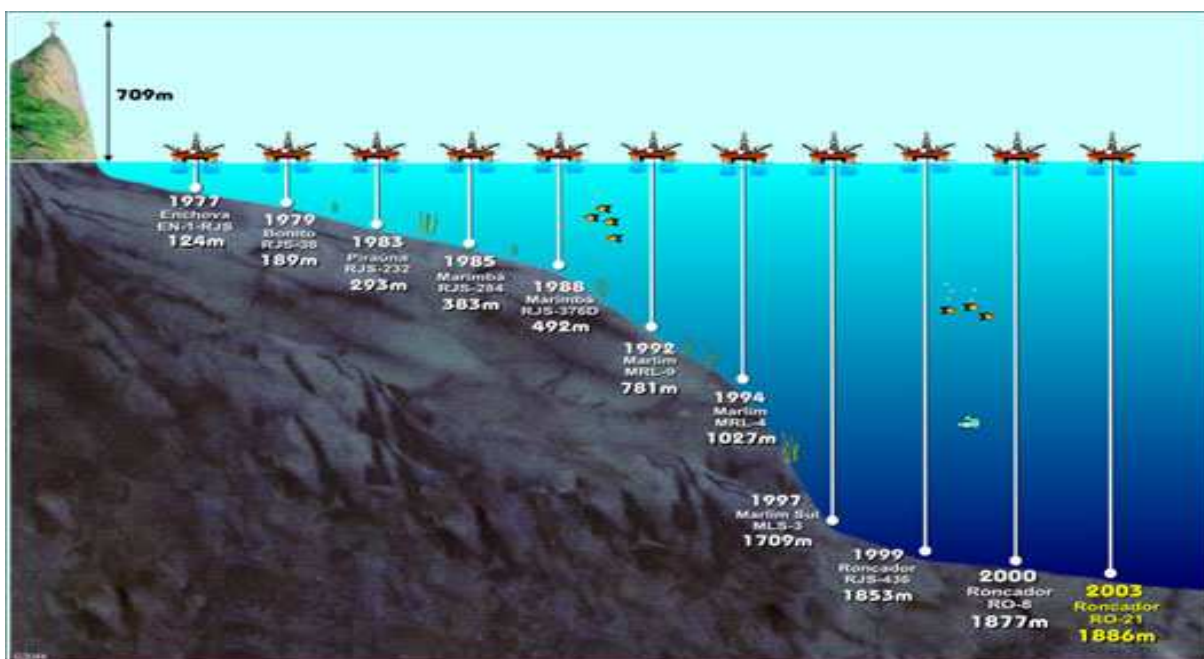
Pittard (1997) estimou que das 6.500 plataformas existentes em 1997 no mundo, 97% delas deveriam ser removidas completamente, ao custo estimado entre US\$ 29 e US\$ 40 bilhões. Desse total, as instalações do Mar do Norte responderiam por cerca de 50% dos custos estimados, em função do tipo de instalações empregado (em sua maioria de concreto).

No Brasil, a maior parte da produção de petróleo provém das atividades *offshore*. Com base no Anuário Estatístico 2005 da ANP, a produção total de petróleo em 2004 somou 540.717 mil barris, sendo que 85% dessa produção foi extraída no mar (462.085 mil barris) e os outros 78.632 mil barris em terra. A distribuição da produção de petróleo pode ser observada na Ilustração 12.

A exploração brasileira *offshore* é bem particular. De acordo com Luczynski (2002), os estudos geológicos da década de sessenta apontavam a aparente não ocorrência de petróleo nas bacias terrestres brasileiras e sugeriam que o programa de petróleo existente à época fosse direcionado para o ambiente *offshore*.



A Petrobras, mais importante empresa petrolífera brasileira, tem cerca de 65% da área de seus blocos exploratórios *offshore* em profundidades de água com mais de 400 metros. Em consequência, nos últimos anos, a empresa tem aumentado suas atividades de perfuração exploratória em águas cada vez mais profundas, tendo descoberto petróleo em 2003 a profundidade de 1.886 metros, como pode ser observado na ilustração a seguir:



Fonte: Petrobras (2006).

Ilustração 13 – Evolução da Profundidade dos Poços

Conseqüentemente, a maioria das unidades de produção de petróleo *offshore* no Brasil está situada em águas profundas. Existem cerca de 105 plataformas em operação na costa brasileira, sendo a maioria plataformas fixas com jaquetas de aço, instaladas em lâmina d'água entre 4 e 189 metros. A relação completa das plataformas em operação pode ser observada na tabela a seguir:

Tabela 2 – Plataformas Brasileiras de Produção Offshore

Tipo de Plataforma	Quantidade
Sistema de Produção Flutuante - FPS	2
Sistema de Produção Flutuante, Armazenagem e Transferência - FPSO	8
Plataformas Fixas - Jaquetas de Aço	77
Plataformas Fixas - Concreto	3
Plataformas Semi-Submersíveis	15
TOTAL - Base Marco/2003	105

Fonte: Parente *et al.* (2006).

A desativação das instalações *offshore* brasileiras constitui num problema menos crítico em termos tecnológicos e financeiros, se comparado com outras partes do mundo, como no Mar do Norte, em função do crescente emprego de unidades flutuantes (semi-submersíveis e navios adaptados), que facilitará a remoção das unidades de produção em operações de menor complexidade. As plataformas fixas situadas em águas rasas, em sua maioria, constituem-se de unidades de pequenas dimensões, cuja retirada são triviais no atual estado da técnica. Mesmo as de maiores dimensões não ultrapassam o limite tecnológico de retirada completa. (LACERDA, 2005).

Contudo, as atividades de tamponamento dos poços e recuperação do leito oceânico em águas profundas e ultraprofundas, tornam essas atividades muito dispendiosas em qualquer processo de abandono. (PARENTE *et al.*, 2006).

Além das plataformas, existem ainda os equipamentos submarinos de completação do poço e de suporte a produção. Conforme Regg *et al.* (2000), os sistemas *subsea* geralmente são instalados no leito do mar para permitir que a produção de hidrocarbonetos em águas profundas possa chegar às unidades de produção (plataformas). Os principais componentes do sistema *subsea* consistem basicamente dos seguintes:

- Blocos de ancoragens de concreto;
- Cabos e correntes de ancoragens;
- Pontos de ancoragens estaqueados;
- *Manifold* de produção (conjunto de válvulas submersas semelhantes às tomadas de carga e descarga de um navio petroleiro [no convés], que servem para direcionamento da produção dos vários poços);
- Sistema de segurança (*Blow Out Preventer* – BOP - conjunto de comportas de controle montado no cabeçote do poço e projetado para controlar um poço na situação de descontrolo);
- *Risers* (tubulação que se estende desde o dispositivo de segurança contra “estouros” – BOP, no leito do mar, até embaixo do piso da torre de uma instalação semi-submersa.) rígidos, flexíveis ou com base estaqueada;
- Cabeças de poços;

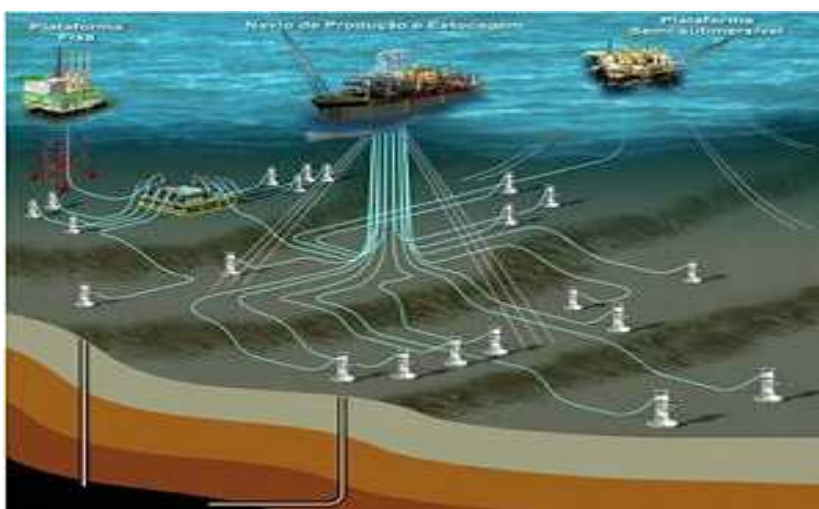
- Árvores de natal (conjunto de válvulas, tubos, encaixes e conectores colocados em cima do cabeço do poço - Ilustração 14).



Fonte: Regg *et al.* (2000).

Ilustração 14 – Árvore de Natal *Subsea*

Uma visão geral dos equipamentos submarinos pode ser observada na Ilustração 15, a seguir:



Fonte: UKOOA. <<http://www.ukooa.co.uk/index.cfm>>.

Ilustração 15 – Visão Geral dos Equipamentos no Leito do Mar

5.3 Os CUSTOS E A PROMOÇÃO DO ABANDONO

Em função dos expressivos valores envolvidos no processo de abandono, nos últimos anos, o abandono dos sistemas de produção *offshore* vem progressivamente ganhando importância no planejamento industrial e governamental. Embora vários trabalhos publicados avaliem algumas técnicas e os potenciais problemas e riscos

relacionados ao final da vida produtiva desses sistemas, as operações de abandono são relativamente inovadoras, principalmente nos campos brasileiros, pois só agora a indústria nacional está começando a lidar com o final da vida produtiva de seus campos de exploração e produção de petróleo e gás (RUIVO, 2001).

Com isso, é importante que seja levado em consideração nos projetos de produção de petróleo, além dos investimentos iniciais com perfuração de poços, compra e instalação de equipamentos, construção de estação de coletas de petróleo, dentre outros; os custos futuros inerentes ao desmantelamento, remoção e restauração das áreas produtoras de óleo e gás.

Sob esse prisma, a importância do custo de abandono para as estratégias da empresa, quando analisado sob o enfoque do ciclo de vida do produto, é fundamental. De acordo com Peres Jr., Oliveira e Costa (1999) e Cogan (2002), na análise do ciclo de vida é preciso levar em consideração todos os custos que incorrem no período útil de um produto/projeto, considerando inclusive aqueles que incorrem bem antes da fase inicial dos processos produtivos (design de um produto, estudos de viabilidade, projetos de engenharia etc), até aqueles referentes ao abandono definitivo de sua produção e comercialização, descarte final de quaisquer resíduos ou mesmo até quando as obrigações inerentes perdurarem.

Horngren, Datar e Foster (2004), explicam que nos produtos/projetos com ciclos de vida longos (como é o caso de um projeto de exploração e produção de petróleo), as decisões de projeto afetam os custos por vários anos, por isso é necessário levar em consideração todos os custos que incorrem durante a vida útil dele.

Nesse contexto, Atkinson (1990) argumenta que os custos no estágio de abandono podem ser elevados e o seu não reconhecimento durante a vida do produto/projeto pode levar a tomadas de decisões equivocadas.

Com isso, fica claro que os gastos com abandono necessitam ser adequadamente controlados e levados em consideração no planejamento da empresa, uma vez que eles impactam o custo de produção de petróleo.

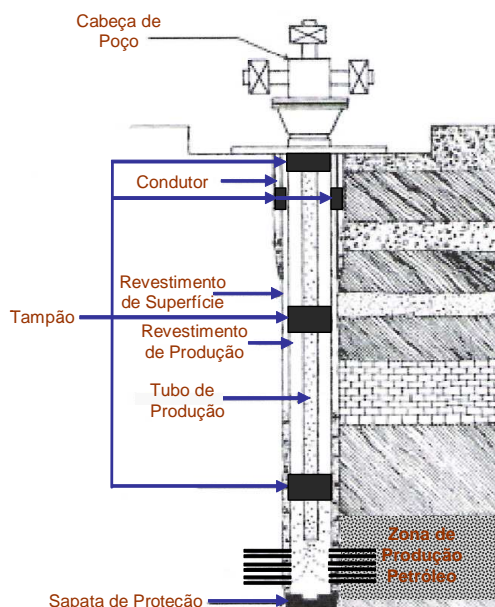
Isso é extremamente relevante pois a provisão para abandono são parcelas de valores de desembolsos futuros, estimados a partir do melhor conhecimento da

monopólio do petróleo em 1997, os poços exploratórios perfurados estão numa média de sucesso de 5:1 e numa média de descomissionamento de 40-50 poços por ano.

Por conseguinte, a ANP publicou a Portaria ANP nº 25, de 6 de março de 2002, que regulamenta o descomissionamento de poços, com o objetivo de assegurar o perfeito isolamento das zonas de petróleo e/ou gás e também dos aquíferos³ existentes, prevenindo a migração dos fluídos entre as formações, quer pelo poço, quer pelo espaço anular entre o poço e o revestimento ou a migração de fluídos até a superfície do terreno ou o fundo do mar e, ainda, impedir o abandono irresponsável de poços exploratórios de produção.

Os custos relacionados ao tamponamento e abandono estão condicionados ao tempo gasto na operação, o qual é proporcional a complexidade de cada poço. Os principais componentes dos custos são os gastos com transporte (equipe, equipamentos e materiais); aluguel da sonda utilizada na operação; completação (cimentação/colocação de tampões); remoção dos equipamentos de superfície (cabeça de poço, árvore de natal, válvulas, tubulações etc); materiais empregados, recuperação ambiental do local (restabelecimento das condições do solo existentes antes da perfuração dos poços, remoção de resíduos de petróleo e de toda e qualquer sucata, fios, material plástico, lixo, produtos químicos e outros insumos utilizados na atividade), além dos gastos com serviços de apoio. Um esquema de colocação de tampões pode ser observado na Ilustração 17, a seguir:

³ Aquífero: intervalo permeável contendo água de qualquer natureza, passível de ser destinada ao uso público ou industrial, ou quando esta for responsável ou potencialmente responsável pelo mecanismo de produção de um reservatório ou jazida de petróleo e/ou gás natural.



Fonte: adaptado de Jennings, Feiten e Brock, 2000, p. 189

Ilustração 17 – Esquema de Tamponamento de Poço

b) Preparação para remoção da plataforma e equipamentos

Trata-se de uma das primeiras tarefas num processo de abandono. Envolve os gastos com a inspeção na plataforma (Ilustração 18), tanto acima quanto abaixo da linha d'água, para se determinar às condições das estruturas e identificar possíveis problemas que possam causar acidentes, inundações ou naufrágios.



Fonte: Estaleiro Mauá-Jurong. <<http://www.mauajurong.com.br/>>.

Ilustração 18 – Preparando a Plataforma para Remoção

Dependendo da profundidade, gastos adicionais com veículos submersíveis, tripulados ou operados remotamente (Unidade ROV – *Remote-Operated Vehicle*), serão necessários.



Fonte: MMS, 2003.

Ilustração 19 – Submergível Tripulado e Operado Remotamente

Outras atividades envolvidas: serviços de marcação na estrutura para corte e soldagem de cabeços para içamento; limpeza do fundo junto as estacas e marcação das pernas para corte; isolamento das tubulações de interligação entre as elevações e equipamentos; isolamento e retiradas dos cabos elétricos e de iluminação; e montagem de dispositivos ou estruturas para içamento.

Envolve ainda os gastos com a lavagem e limpeza dos componentes e equipamentos, visando à eliminação de resíduos de hidrocarbonetos e outros, de modo a garantir a segurança no processo de corte e içamento das estruturas. O produto da lavagem deve ser descartado em local apropriado, em geral reinjetado no poço, ou levado para terra em tanques para o devido tratamento e descarte seguro.

c) Limpeza e desconexão dos dutos da unidade de produção

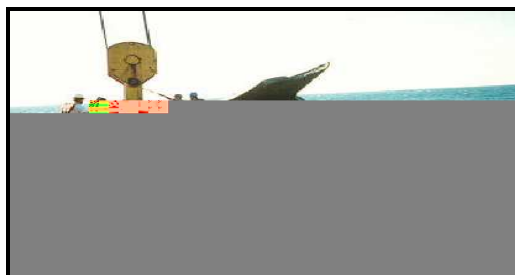
Todos os dutos conectados na plataforma deverão ser devidamente limpos de substâncias tóxicas e/ou poluentes. Os resíduos da lavagem também devem ser tratados e descartados em local apropriado.

Posteriormente eles são cortados e desconectados da unidade de produção e removidos, ou tamponados de forma segura, garantindo que não haverá vazamento em qualquer condição.

Os custos envolvendo essa etapa estão diretamente ligados com a extensão do duto e da profundidade em que ele está instalado, o que determinará o tipo de embarcação de suporte ou balsa guindaste que serão empregadas na operação, a utilização de ROV's e mergulhadores e a duração do processo, dentre outros.

Em águas profundas, os dutos sobre o solo marinho não precisam ser removidos, mas apenas limpos de qualquer agente que possa poluir o meio

ambiente. Eventualmente eles poderão ser removidos, caso a remoção não gere impacto ambiental maior que a permanência no local, nem o consumo de energia seja elevado (Ilustração 20).



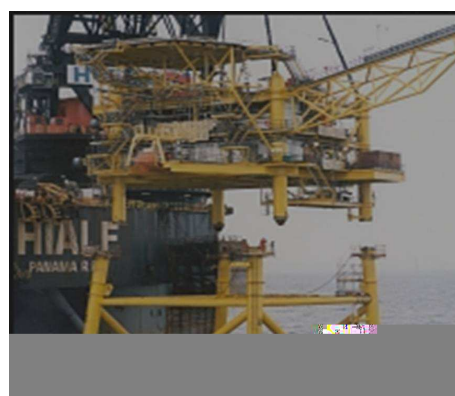
Fonte: MMS, 2004.

Ilustração 20 – Remoção de Dutos

d) Separação e remoção dos módulos do convés

Os módulos existentes na plataforma, tais como sonda de perfuração, guindastes, heliponto, maquinaria para processamento do petróleo, alojamento, sistemas de água, luz e esgoto são desconectados do convés da plataforma e transportados para costa.

Comumente, os módulos são denominados de *topsides* e podem ser removidos como uma peça única. Os gastos inerentes com essa etapa variarão significativamente em função da complexidade e de tamanho do *topside*. Quando possível e em função do meio naval disponível, certos módulos e estruturas terão que ser segmentadas com objetivo de reduzir o peso e atender a capacidade de içamento do guindaste (Ilustração 21).



Fonte: MMS, 2000.

Ilustração 21 – Remoção em Módulos ou do *Topside* Inteiro

e) Corte e remoção das jaquetas e estacas

As plataformas fixas podem passar basicamente por dois processos de abandono: a remoção completa e a remoção parcial.

Remoção completa: toda estrutura de fixação e sustentação da plataforma, ou seja, as jaquetas e estacas, devem ser retiradas e transportadas para costa (Ilustração 22).

De acordo com a Portaria ANP nº 114, item 5.6.2, todas as instalações situadas em lâmina d'água até 80 metros deverão ser cortadas a 20 metros abaixo do fundo do mar em áreas sujeitas a processos erosivos. Caso contrário, as instalações poderão ser cortadas no fundo do mar.

Esta opção é a mais dispendiosa, porém, de acordo com Lacerda (2005) é a preferida pela legislação internacional porque procura devolver as condições iniciais ao meio ambiente.

Os custos envolvidos englobam o processo de corte das estruturas, mobilização de embarcações de apoio, rebocadores, balsas guindastes, ROV, mergulhadores, dentre outros.



Fonte: UKOOA. <<http://www.ukooa.co.uk/index.cfm>>

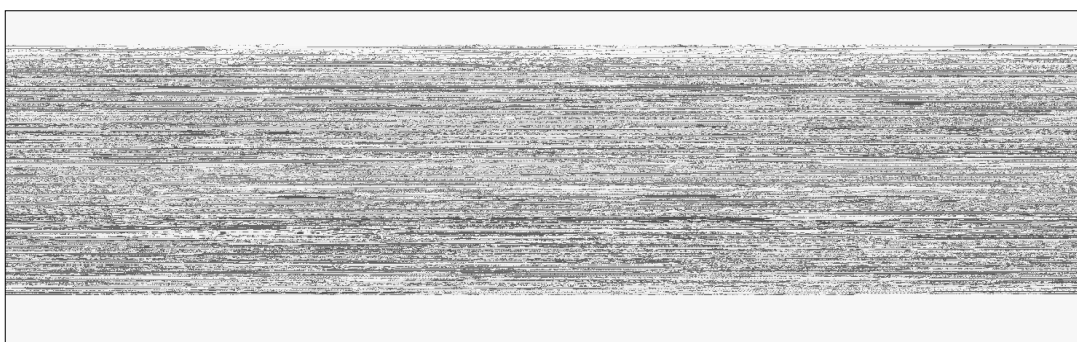
Ilustração 22 – Remoção e Transporte das Jaquetas

Remoção parcial: as instalações ou partes de instalações situadas em lâminas d'água acima de 80 metros, cuja retirada se mostrar tecnicamente contraindicada do ponto de vista de segurança ou impacto ambiental poderão ser deixadas no local, porém cortadas de modo que se tenha, no mínimo, 80 metros de lâmina d'água livre. (Portaria ANP 117).

Dessa forma, as partes da estrutura 80 metros abaixo da linha d'água devem ser removidas e transportadas para terra ou colocada no fundo do mar, junto à estrutura remanescente (Ilustração 23).

Remoção parcial é menos complexa do que remoção total, mas ela só é aplicável se as considerações econômicas e de segurança forem favoráveis aos conceitos ambientais. (LACERDA, 2005).

Uma derivação da remoção parcial é a opção de tombar no local, ou seja, a estrutura é cortada junto ao fundo do mar e arrastada para o lado, com conseqüente tombamento no fundo do mar. Nesse caso, somente os custos do transporte da estrutura para costa são eliminados.

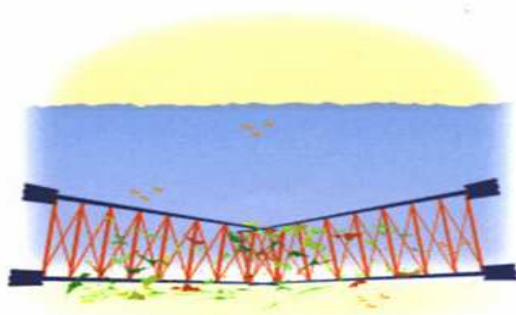


Fonte: Lacerda, 2005.

Ilustração 23 – Tombamento e Remoção Parcial das Jaquetas e Estacas

As estruturas de fixação e sustentação das plataformas fixas podem ainda ser destinada a constituição de recifes artificiais ou reutilizadas (Ilustração 24). No primeiro caso, é necessária uma rigorosa vistoria técnica, limpeza das estruturas e liberação ambiental do órgão oficial.

Quanto à reutilização, as plataformas abandonadas poderiam ser destinadas a estações de pesquisas ecológicas permanentes, a geração de energia utilizando ondas, ventos e energia térmica e como bases de salvamento, faróis sinalizadores ou centros de remoção e tratamento de refugos. (LACERDA, 2005).



f) Transporte dos equipamentos/instalações removidos para terra

Um programa de abandono de plataformas deve ser estabelecido visando a otimização dos custos de mobilização e desmobilização, uma vez que a maioria das atividades dependerá dos meios navais envolvidos, da capacidade do guindaste da embarcação, das balsas de serviço para carregamento das estruturas ou partes delas e rebocadores para as manobras, transporte das balsas de serviço e locais, canteiros, cais e portos onde as estruturas serão depositadas.

Outro ponto determinante refere-se ao fato de que a maioria das embarcações disponíveis no mercado se encontram no Golfo do México, principalmente as embarcações com grande capacidade de içamento (Ilustração 25) para a retirada dos módulos pesados e parte do convés.

Devido a grande demanda de desmonte de plataforma no mundo, notadamente no Golfo de México, desde 1993, nos USA, a taxa média da diária dos guindastes aumentou cerca de 81%. (LACERDA, 2005).

De acordo com o MMS (2004), os custos diários com a mobilização podem variar de US\$ 80 mil, para embarcações com capacidade de içamento de 500 toneladas; US\$ 185 mil, para as de 2.000 toneladas, até US\$ 225 mil para embarcações maiores, com capacidade de 4.400 toneladas.

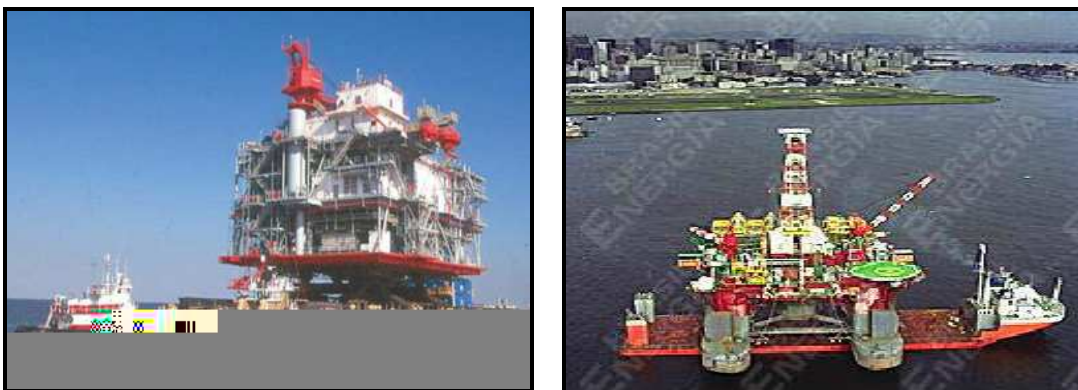
O porte das estruturas como a jaqueta, convés, módulos de produção, perfuração e de utilidades, o tempo para finalização dos serviços é de importância fundamental devido às implicações no custo com o envolvimento dos recursos navais.



Fonte: MMS, 2003

Ilustração 25 – Balsas Guindastes e Embarcação de Mobilização de Cargas Pesadas

Para as unidades de produção marítima flutuantes, os custos de abandono serão basicamente os gastos com a retirada das âncoras e amarras e aqueles decorrentes da movimentação da unidade para terra (Ilustração 26), além dos gastos com tamponamento e abandono dos poços.



Fonte: Escola Politécnica da USP. <<http://www.lem.ep.usp.br/pef418/tipos.pdf>>.

Ilustração 26 – Transporte de Plataformas

g) Limpeza, verificação e liberação da área após a remoção das estruturas

A limpeza do local que serviu à instalação da plataforma e outros equipamentos consiste na última tarefa no processo de abandono *offshore* e tem por objetivo deixar o local próximo das condições ambientais encontradas antes da exploração de petróleo.

Consiste na eliminação dos impactos ambientais adversos provenientes dos fragmentos e distúrbios ao leito do mar atribuído às operações *offshore* de óleo e gás. (LACERDA, 2005).

De acordo com o item 4.6.4 da Portaria ANP 114, após a remoção de todas as instalações ou partes de instalações, o fundo do mar deverá ser limpo de toda e qualquer sucata, em lâminas d'água igual ou menor que 80 metros (Ilustração 27).

Os gastos dessa etapa referem-se basicamente as atividades de: varredura do leito do mar com sonar, antes e depois da desmobilização; inspeção dos dutos deixados no local; emprego de ROV ou mergulhadores para remoção dos detritos, entulhos, sucatas etc; testes com redes de arrasto; mobilização de embarcações de apoio e de carga.



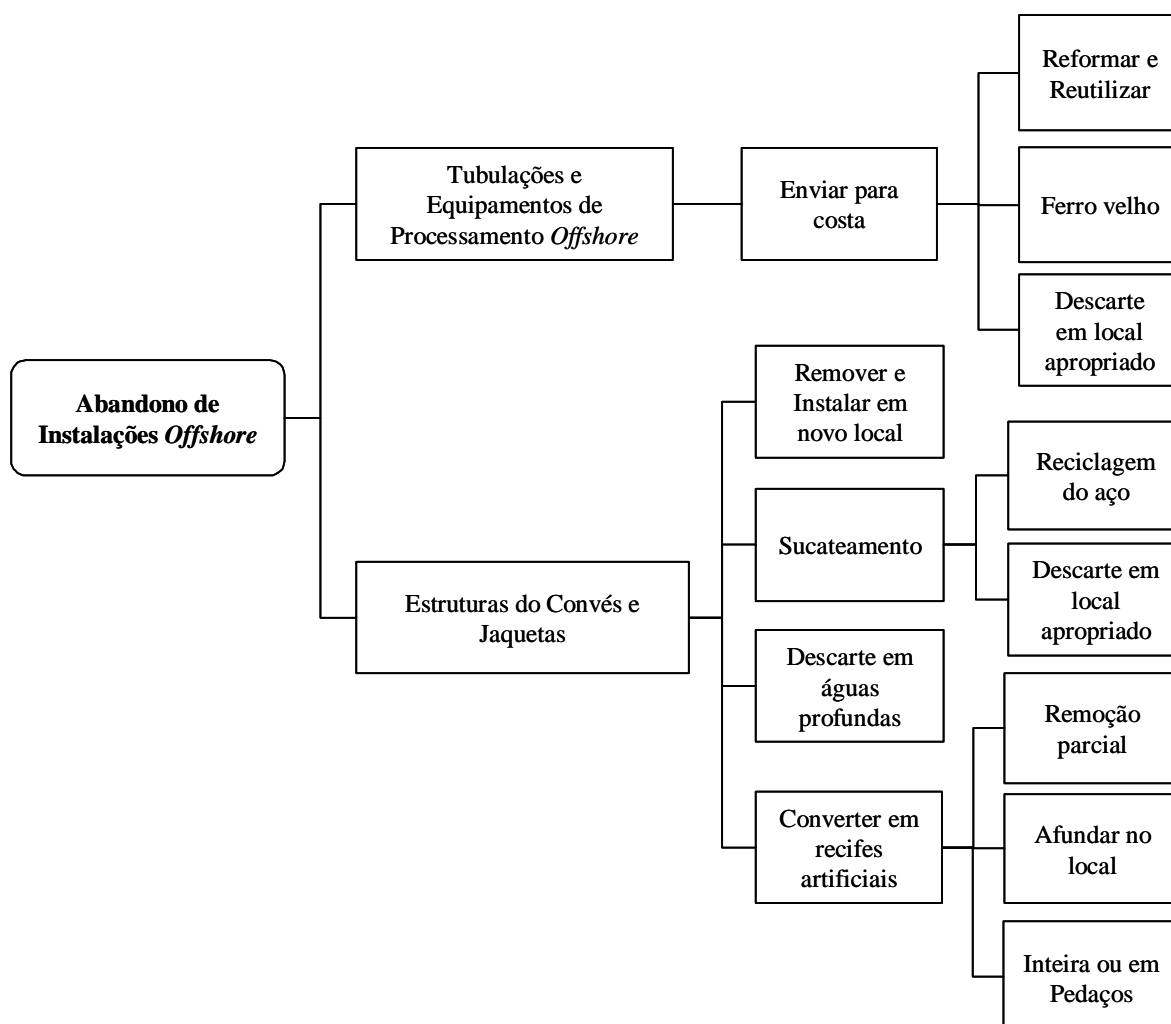
Fonte: MMS, 2000 e 2003.

Ilustração 27 – Verificação do Leito do Mar, Descarte e Tratamento

Como dá para perceber, a estimativa dos gastos futuros com o abandono depende de uma série de variáveis, tais como: o porte de estruturas como jaqueta, convés, módulos de produção, perfuração e de utilidades; o meio naval disponível para a operação; o tempo para finalização dos serviços; profundidade abaixo da linha d'água; distância do campo de petróleo da costa; condições ambientais, dentre outros.

Aliado a esses fatores, é importante considerar o abandono como um processo de natureza particular, que requer tempo para se desenvolver um delicado balanceamento entre custos, meio ambiente, tecnologia e segurança, visando a minimização de impactos ambientais, com a adoção de procedimentos de engenharia de segurança e saúde e a otimização dos custos.

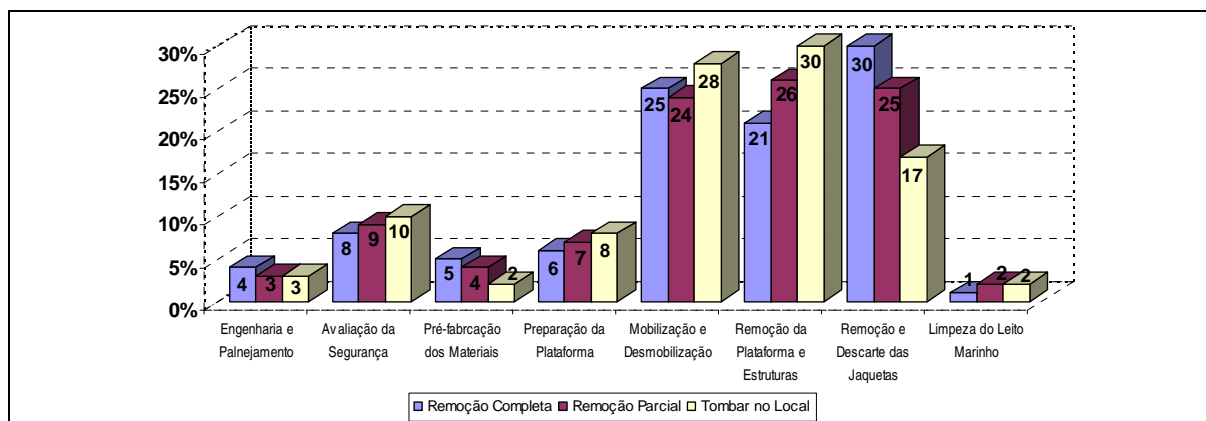
De modo geral, o processo de abandono seguirá um dos caminhos constante da Ilustração 28, a seguir:



Fonte: Kaiser, Pulsipher e Byrd (2003).

Ilustração 28 – Opções de Abandono

Alguns autores vêm desenvolvendo estudos para a estimação do custo de abandono, a exemplo de Pittard (1997), que estimou os gastos das plataformas situadas no Mar do Norte, Ásia e Estados Unidos, além de analisar as vantagens e desvantagens das opções de abandono. Ao final, elaborou um quadro de referência com os principais gastos de abandono, considerando as opções de remoção completa, remoção parcial e tombar no local. A composição de dos custos para cada opção pode ser observada na Ilustração 30:



Fonte: Pittard, 1997.

Ilustração 29 – Composição dos Custos de Abandono

O *Minerals Management Service* (MMS) vem ao longo dos anos realizando estudos (MMS, 2000; 2003 e 2004) ou incentivando pesquisas (Manago e Williamson, 1997; Kaiser, Mesyanzhinov e Pulsipher, 2005) com vistas ao desenvolvimento de metodologias para se conhecer e estimar os custos de abandono das plataformas instaladas na costa norte-americana.

No estudo mais recente do MMS, realizado em 2004, levou-se em consideração as estimativas dos custos de abandono de 23 plataformas instaladas na região *offshore* da Califórnia. Os custos estimados para remover essas 23 plataformas somaram mais de US\$ 1,008 bilhão, composto da seguinte maneira:

ETAPA	CUSTOS (US\$)	%
1. Engenharia e Planejamento	41.659.000,00	4,1%
2. Permissão e Licença	12.650.000,00	1,3%
3. Preparação da Plataforma	40.498.000,00	4,0%
4. Abandono dos Poços	89.062.000,00	8,8%
5. Remoção dos Condutores	80.189.000,00	7,9%
6. Mobilização e Desmobilização	138.152.000,00	13,7%
7. Remoção da Plataforma e Estruturas	254.424.000,00	25,2%
8. Limpeza e Remoção dos Dutos	17.504.000,00	1,7%
9. Transporte e Descarte	169.225.000,00	16,8%
10. Limpeza do Local	20.314.000,00	2,0%
Fator de Variação (20%), exceto item 6	145.114.000,00	14,4%
ESTIMATIVA TOTAL DOS CUSTOS	1.008.791.000,00	100%

Fonte: MMS, 2004.

Quadro 4 – Estimativas de Custos de Abandono para Plataformas Offshore da Califórnia

O objetivo do MMS consiste em suportar decisões num cenário que se prever, no período de 2010-2025, a ocorrência de seis projetos de remoção total, sendo que cada um envolveria de duas a seis plataformas, visando maximizar a utilização de

embarcações de mobilização e desmobilização de cargas pesadas vindas do Golfo do México, Mar do Norte e Ásia.

A seu turno, Kaiser, Pulsipher e Byrd (2003), com base em informações dos custos efetivos de plataformas abandonadas no Golfo do México, desenvolveram um estudo estatístico para estabelecer as relações existentes entre os custos incorridos com o tipo de plataforma, o peso das estruturas, a quantidade de poços tamponados, estacas, a profundidade e o material das estruturas, mostrando-se útil para engenheiros, contadores e outros profissionais envolvidos na estimativa do custo de abandono.

Aquela pesquisa serviu de base para que Kaiser, Mesyanzhinov e Pulsipher (2005), posteriormente, desenvolvessem um estudo das plataformas sujeitas ao processo de abandono instaladas no Golfo do México, com o objetivo de se elaborar um modelo matemático capaz de estimar adequadamente os custos e o momento da remoção das estruturas, com base na produção dos campos, sendo sua leitura recomendada para quem deseja aprofundar os estudos de estimação dos custos de abandono.

5.4 RESUMO

O objetivo do capítulo foi descrever os principais ativos de longa duração do setor petrolífero que geram para a empresa a obrigação futura de baixa quando do encerramento de um projeto de exploração de petróleo.

O objetivo principal do abandono consiste em, uma vez esgotada economicamente a jazida, reverter o local ao seu estado natural, recuperando as condições existentes no período anterior à intervenção produtiva, com a remoção de qualquer benfeitoria ou facilidade de produção lá construída, e a recomposição do meio ambiente pré-existente com um mínimo de riscos.

É importante considerar o abandono como um processo de natureza particular, que requer tempo para se desenvolver um delicado balanceamento entre custos, meio ambiente, tecnologia e segurança, visando a minimização de impactos ambientais, com a adoção de procedimentos de engenharia de segurança e saúde e a otimização dos custos.

Conhecido os principais ativos de longa duração das atividades de exploração e produção, os componentes de custos incorridos no processo de abandono e a forma como esse processo se desenvolve, o capítulo seguinte analisa o tratamento contábil desses gastos na estrutura patrimonial das empresas petrolíferas.

CAPÍTULO 6 - CONTABILIDADE DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

A base da contabilidade do setor petrolífero, especialmente das companhias que atuam nas atividades de exploração e produção, está centrada em dois métodos de contabilização conhecidos como: método dos Esforços Bem Sucedidos – *Successful Efforts Accounting* (SE) e método dos Gastos Totais – *Full Cost Accounting* (FC), previstos nas normas do FASB – *Statement of Financial Accounting Standards* (SFAS) n^{os} 19 e 25; e na norma da SEC – *Regulation S-X Rule 4-1*.

Como comentado anteriormente, a contabilização das atividades de E&P apresenta especificidades. Dessa forma, os métodos dos esforços bem sucedidos e do custo total referem-se basicamente ao tratamento a ser dispensado na contabilização dos gastos incorridos nas atividades relacionadas ao E&P.

De acordo com Jennings, Feiten e Brock (2000), os aspectos que distinguem os métodos dos gastos totais e dos esforços bem sucedidos, envolvem a identificação de quais gastos devem ser capitalizados (ativados).

Johnston (1992) afirma que os dois métodos contábeis, *successful efforts* e *full cost*, podem dar diferentes resultados nos lucros, no retorno sobre o capital e nos valores históricos registrados. Segundo o autor, os dois sistemas diferem basicamente em como os gastos de capital associado com os custos de perfuração exploratória são tratados.

Em essência, o que está em discussão é a constituição de um ativo. Conseqüentemente, o que deve ser levado em consideração na decisão de capitalizar ou não os gastos de E&P, é se será possível identificar a utilidade e os benefícios futuros gerados pelos gastos incorridos.

No segmento de E&P, em função dos altos riscos envolvidos e o resultado do esforço exploratório serem incertos, alguns valores investidos são levados a resultado no período em que foram efetivados, por não ser possível relacioná-los diretamente as descobertas de reservas específicas de óleo e gás.

A seguir serão destacadas as forma de contabilização dos gastos pelos esforços bem sucedidos e dos gastos totais.

6.1 CONTABILIZAÇÃO PELO MÉTODO DOS ESFORÇOS BEM SUCEDIDOS

O primeiro ponto a ser destacado no método dos esforços bem sucedidos está relacionado com os gastos incorridos visando à formação do conhecimento geológico e geofísico e mapeamento dos melhores locais que indiquem maior probabilidade de sucesso de se encontrar petróleo.

Como se destacou anteriormente, esses custos são incorridos, muitas vezes, antes da aquisição de uma determinada área e o seu produto final é um “mapa” detalhado do subsolo de uma determinada região, não existindo compromisso com uma nova descoberta.

Por isso, deve ser encarado como um esforço contínuo e institucional visando à manutenção do negócio da companhia no longo prazo. Como não existe nem compromisso nem correlação do esforço despendido com a descoberta de uma nova reserva, não faz sentido ativar os gastos dessa atividade para posterior amortização, pois não terá um ativo vinculado para se mensurar os benefícios futuros, devendo, portanto, ser considerado uma despesa de período.

Este tratamento está de acordo com o SFAS 19, § 18 que determina que os gastos geológicos e geofísicos, incluindo a sísmica, não devem ser ativados e sim tratados como despesa do período, quando incorridos.

O segundo, e mais controverso ponto, consiste em como tratar os custos de perfuração de poços (custos de exploração) que resultem em poços secos ou não viável economicamente.

Conforme o SFAS 19, os custos de perfuração de poços exploratórios e de poços de testes stratigráficos (tipo exploratórios) devem ser capitalizados como parte dos custos dos poços não completados, dos equipamentos e das instalações relacionadas ao poço, aguardando a definição de que o poço tenha encontrado reservas provadas.

Assim, pelo método dos esforços bem sucedidos, conforme Jennings, Feiten e Brock (2000), se o poço tiver encontrado reservas provadas, os custos capitalizados de perfuração do poço exploratório devem tornar-se parte efetiva dos custos dos poços, equipamentos e instalações relacionadas a ele, mesmo que o poço não venha a ser completado como poço produtivo.

No caso em que a perfuração do poço exploratório não resultar em reservas provadas de óleo e gás, ou seja, ser declarado como poço seco (*dry hole*) ou economicamente inviável, os custos capitalizados do poço, até então, devem ser levados a resultado como despesas, deduzidos todos os valores residuais, no momento em que se decidir pela não economicidade da área em pesquisa.

Cabe ressaltar que mesmo os esforços mal sucedidos podem permanecer no ativo da empresa por um prazo de até um ano antes de serem levados a resultado. Nesse prazo, a conjuntura macro-econômica ou o surgimento de uma nova tecnologia pode tornar a área economicamente atraente. De fato, os valores gastos em esforços mal sucedidos só devem ser levados a resultado quando houver plena consciência do não interesse da empresa em seu aproveitamento, seja por não economicidade, seja por “decorso de prazo”.

Uma situação interessante é que os custos de poços de desenvolvimento que resultarem em secos podem ser capitalizados. A justificativa para essa capitalização reside no fato de que as atividades de desenvolvimento são necessárias para se construir um sistema produtivo de produção de poços e, portanto, estão associados às reservas provadas de óleo e gás, ou seja, há uma relação direta com os benefícios futuros que podem ser gerados. (GODOY, 2004).

Para Silva e Marques (2004), no método SE, os custos de desenvolvimento de poços são sempre capitalizados e os custos de produção de óleo e gás são tratados como despesas no período em que são incorridos. Com isso, os custos de exploração bem sucedidos, de desenvolvimento e de produção farão parte do custo do óleo e do gás produzidos.

Pelo método SE, os gastos capitalizados são amortizados utilizando-se o método das unidades produzidas. Os gastos de aquisição das reservas provadas são amortizados de acordo com a produção das reservas correlacionadas, enquanto que os gastos de exploração e de desenvolvimento são amortizados de acordo,

neste caso, com as reservas provadas e desenvolvidas. (JENNING, FEITEN e BROCK, 2000).

6.2 CONTABILIZAÇÃO PELO MÉTODO DO GASTO TOTAL

gastos de aquisição de propriedades e, todos os gastos de desenvolvimento, são capitalizados. Além disso, aqueles gastos de *overhead* relacionados diretamente a essas atividades também poderão ser capitalizados. Até mesmo quando a propriedade sofre deterioração (*impairment*) ou é abandonado, esse valor permanece como parte dos custos capitalizados. (SILVA, 2004).

A regulamentação da SEC ainda determina que todos os custos associados à aquisição, exploração e desenvolvimento deverão ser capitalizados apropriadamente em um centro de custo e que o parâmetro para se definir esse centro de custo é geopolítico (um país), geográfico (uma determinada área) ou mesmo uma empresa (subsidiária).

A esse respeito, Godoy (2004, p. 114) comenta que “os ativos perdem bastante sua identidade e basicamente somente uma conta para cada centro de custo é necessária para contabilizar as atividades pelo método da capitalização total.”

Como regra geral, os procedimentos utilizados na amortização dos custos capitalizados, segundo o método dos gastos totais diferem significativamente daqueles empregados pelo método dos esforços bem sucedidos. Ambos adotam o método das unidades produzidas, porém, efetuando cálculos diferentes, pois a Reg. S-X Rule 4-10 determina que os custos capitalizados pelo método dos gastos totais devam ser amortizados tendo por base unicamente as reservas provadas e seguir a seguinte sistemática: do total dos gastos capitalizados deverá ser deduzida a amortização acumulada, os gastos estimados futuros (baseados nos custos correntes) que serão incorridos no desenvolvimento de reservas provadas e os custos estimados de desmontagem e abandono, líquidos dos valores recuperados.

Conforme Jennings, Feiten e Brock (2000), os principais defensores do método dos gastos totais consideram que todos os gastos relacionados às atividades de aquisição, exploração e desenvolvimento são necessários para a conclusão da produção das reservas, uma vez que todos esses custos são incorridos com o conhecimento de que muitos deles estão relacionados a atividades de E&P e que não resultarão em descoberta e desenvolvimento de reservas, mas que a companhia considera fundamentais, uma vez que os resultados provenientes das descobertas bem sucedidas, conjugado aos benefícios das descobertas passadas, serão

adequados para recuperar os custos de todas as atividades de E&P, sejam elas bem ou mal sucedidas e ainda gerar lucros.

Em outras palavras, todos os esforços (gastos) feitos para encontrar óleo e gás são essenciais para que a empreitada seja um sucesso, mesmo que não se encontre o óleo e/ou gás, pois os poços estéreis são essenciais para reduzir as incertezas para as próximas perfurações, mesmo que isso ocorra dentro de um mesmo campo ou país. (GODOY, 2004).

De acordo com Bryant (2003), o valor contábil dos poços, instalações e equipamentos pelo método dos gastos totais, mede apropriadamente todos os custos de exploração, provendo uma medida mais consistente dos benefícios econômicos futuros.

Wright e Gallun (2005, p. 192) rebate essa posição pois consideram que alguns gastos ativados não encontram a definição de ativo. “Os custos de prospecção e exploração mal sucedidos e os custos de aquisição de propriedades sem valor [sem óleo e gás] e muitos outros custos capitalizados não fornecem qualquer benefício futuro.”

Por isso, o próprio Bryant (2003) reconhece que somente os gastos em exploração relacionados a perfurações bem sucedidas são custos que contribuirão para geração de receitas futuras. Sendo assim, o método dos esforços bem sucedidos proporciona um melhor confronto entre receitas e despesas, provendo, então, uma medida mais consistente dos rendimentos econômicos.

Outro argumento contra o método dos gastos totais é que a capitalização dos gastos mal sucedidos e, conseqüentemente, o diferimento do reconhecimento desses gastos no resultado, pode encobrir a má gestão de um determinado ano em que as atividades de exploração e desenvolvimento não resultaram em descobertas de óleo e gás. (WRIGHT e GALLUN, 2005).

Bierman Jr., Dukes e Dyckman (1974) relatam que as companhias menores e novas são tendenciosas a usar o método FC, capitalizando um grande percentual de custos de exploração, que são amortizados com o passar do tempo e com isso, diferindo (e melhorando) os efeitos no resultado da companhia.

Nas palavras de Johnston (1992), o método FC é usado pelas companhias menores para terem acesso mais facilmente ao mercado de capitais, pois com a

capitalização, podem apresentar um resultado mais favorável. Por sua vez, o método SE é seguido principalmente por companhias maiores e mais estabilizadas.

A questão da utilização do método dos esforços bem sucedidos ou dos gastos totais causa um impacto substancial nas demonstrações de resultados das empresas do setor petrolífero.

De acordo com Godoy (2004), uma empresa que usa o SE e possui um grande programa de exploração de áreas, com uma taxa normal de sucesso nas perfurações, apresenta um valor significativo de despesas, devido a exploração de poços secos ou estéreis encontrados. Basta analisar a Tabela 3, que mostra que o índice de sucesso da atividade de E&P em encontrar poços de óleo e gás economicamente viáveis, tirando os campos do oriente médio, é consideravelmente baixo, girando em torno de um terço.

Tabela 3 – Índice de Sucesso na Perfuração de Poços

Local/Empresa	Índice de Sucesso
Oeste Europeu e Estados Unidos	13% - 14%
Canadá, Líbia e Países Baixos	25% - 35%
Nigéria	60%
Arábia Saudita	75%
Petrobras	55%

Fonte: Godoy (2004) e Petrobras (2005).

No método dos gastos totais, essa questão não chega a ser relevante em termos do resultado econômico, pois a empresa pode capitalizar todos os gastos de exploração de poços secos que, entretanto, esses gastos não afetam o resultado líquido do período em que eles incorrem, exceto por meio da amortização.

Para exemplificar o impacto no resultado decorrente dos métodos dos esforços bem sucedidos e custo total, considere os seguintes valores, baseados em Godoy (2004):

Tabela 4 – Receita e Gastos Incorridos

Gastos Incorridos e Receita		
Gastos de geologia e geofísica	\$ 600.000	
Gastos de aquisição	\$ 1.000.000	
Exploração de poços secos	\$ 24.000.000	
Exploração de poços - sucesso	\$ 8.000.000	
Gastos de desenvolvimento	\$ 4.000.000	
Custos de produção	\$ 500.000	
Deprec / Amort / Exaustão	\$ 800.000 SE	\$ 1.800.000 FC
Receitas	\$ 2.500.000	

Tabela 5 – Demonstração do Resultado

	SE	FC
Receitas	2.500.000	2.500.000
Despesas:		
Custos de geologia e geofísica	(600.000)	
Exploração de poços secos	(24.000.000)	
Custos de produção	(500.000)	(500.000)
Deprec / Amort / Exaustão	(800.000)	(1.800.000)
ResultaTn p167.97		

Item	Successful Efforts	Full Cost
Custos Geológicos e Geofísicos	Despesas	Capitalizados
Custos de Aquisição	Capitalizados	Capitalizados
Custos de Exploração – poços secos	Despesas	Capitalizados
Custos de Exploração – poços bem sucedidos	Capitalizados	Capitalizados
Custos de Desenvolvimento – poços secos	Capitalizados	Capitalizados
Custos de Desenvolvimento – poços bem sucedidos	Capitalizados	Capitalizados
Custos de Produção	Despesas	Despesas
Tipos de Companhias (geralmente)	Grandes	Pequenas
Centro de Custo usado	Bloco, Campo ou Poço	Companhias, Países ou Área Geográfica
Comentários	Aprovado pela SEC e preferido pelo FASB	Aprovado pela SEC

Fonte: adaptado de Johnston (1992, p. 59).

Quadro 5 – Comparação dos Métodos dos Esforços Bem Sucedidos e do Custo Total

Feita as considerações sobre os principais gastos incorridos nas atividades de E&P e como se dá a contabilização desses gastos, passa-se a abordagem da contabilização do custo de abandono no setor petrolífero, foco principal desse trabalho.

6.3 CONTABILIZANDO O CUSTO DE ABANDONO

Conforme visto no Capítulo 3, a provisão para abandono deve ser constituída no momento do reconhecimento dos ativos que geram uma obrigação futura. A contrapartida da provisão fará parte do custo do ativo constituído.

Os valores dos gastos capitalizáveis na fase de prospecção de petróleo e gás são contabilizados (acumulados) como imobilizações em andamento até que o poço tenha sido inteiramente completado, momento em que esses valores serão encerrados na conta definitiva de imobilizado (poços), caso a perfuração tenha sido considerada bem sucedida. (WRIGHT e GALLUN, 2005).

O mesmo ocorre com os gastos realizados na fase de desenvolvimento da produção, que são acumulados em uma conta transitória de imobilizado em andamento, até que o poço tenha condições de produzir petróleo e/ou gás, momento em que será feita a reclassificação para conta de imobilizado definitivo (plataformas, equipamentos e instalações). (WRIGHT e GALLUN, 2005).

O momento da constituição da provisão para abandono será, dessa forma, a reclassificação dos gastos capitalizados como imobilizado em andamento para a

conta definitiva do imobilizado. Esquemáticamente, a contabilização⁴ das atividades de produção e exploração de petróleo e gás, de acordo com o método dos esforços bem sucedidos, pode ser observada na Ilustração 30, a seguir:

Fonte: adaptado de Godoy (2004, p. 97).

Ilustração 30 – Contabilização pelo Método dos Esfo

Antes da contabilização propriamente dita, algumas considerações são necessárias:

(a) O custo de abandono está relacionado as reservas provadas, portanto será constituída uma parcela referente a reservas provadas não desenvolvidas (fase de exploração) e outra referente a reservas provadas desenvolvidas (fase de desenvolvimento);

(b) Nos casos em que ativos forem componentes de um grupo maior de ativos, como é o caso dos poços de petróleo que perfazem um campo de petróleo, pode-se utilizar técnicas de agregação para constituição de uma obrigação coletiva por baixas de ativos (SFAS, 143, item A22);

(c) Os gastos capitalizados referente à constituição do poço são amortizados pelo método das unidades produzidas. Os equipamentos, instalações e plataforma, normalmente seguem o método das unidades produzidas. No caso em que a vida útil desses ativos for muito diferente da vida econômica do campo, um outro método deve ser utilizado, sendo o da linha reta o mais comum. Apenas os gastos referentes às reservas provadas desenvolvidas serão passíveis de amortização.

(d) A transferência de reservas provadas não desenvolvidas para reservas provadas desenvolvidas deve ser realizada a partir do início de operação do campo, no caso do Ativo. No caso do passivo, considera-se a data referente à nova revisão dos gastos estimados de abandono relativo às reservas provadas desenvolvidas.

(e) As revisões para cima no valor do fluxo de caixa não descontado estimado serão descontadas utilizando-se a taxa sem riscos ajustada ao crédito acertada na data da revisão. As revisões para baixo no valor do fluxo de caixa não descontado estimado serão descontadas utilizando-se a taxa sem riscos ajustada ao crédito que existia quando o passivo original foi reconhecido. (SFAS 143, § 15).

(f) A entidade quantificará e incorporará as variações resultantes da passagem de tempo no valor contábil do passivo, antes de quantificar as variações resultantes da revisão no prazo ou no valor do fluxo de caixa estimado. (SFAS 143, § 13).

A seguir, é apresentada uma rotina contábil, como exemplo para a contabilização dos fatos contábeis, relacionada ao reconhecimento da obrigação

com baixa de ativos de longa duração. Tal rotina foi desenvolvida com base em Wright e Gallun (2005) e o SFAS 143.

Exemplo Prático

Considere um projeto de produção e exploração de petróleo da Oil and Gas Company. A Empresa adquiriu os direitos de exploração de um bloco de exploração offshore. Na fase de exploração, a Oil and Gas descobriu petróleo num campo pequeno do bloco e iniciou o desenvolvimento da produção com a perfuração e completação de cinco poços, a construção de uma plataforma e demais equipamentos e instalações necessários.

Em 01/01/20X1 a empresa concluiu a fase de desenvolvimento e iniciou a produção de petróleo. Toda reserva provada do campo encontra-se desenvolvida, dado que se tratava de um campo relativamente pequeno. Os gastos acumulados até 01/01/20X1 encontram-se na Tabela 7, a seguir:

Tabela 7 – Valor dos Gastos Capitalizados em 01/01/20X1

Ativo	Gastos Capitalizados	Valor Residual
Poços	\$45.000.000,00	-
Equipamentos e Instalações	\$30.000.000,00	\$5.000.000,00
Plataforma	\$95.000.000,00	\$15.000.000,00
TOTAL	\$170.000.000,00	\$20.000.000,00

(a) Constituição do Ativo – em 01/01/20X1

Débito:	POÇOS	
	Reservas Provadas Desenvolvidas	
Crédito:	IMOBILIZADO EM ANDAMENTO – POÇOS	
	Gastos Desenvolvimento da Produção	\$45.000.000,00
Débito:	EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES	
	Reservas Provadas Desenvolvidas	
Crédito:	IMOBILIZADO EM ANDAMENTO – EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES	
	Gastos Desenvolvimento da Produção	\$30.000.000,00
Débito:	PLATAFORMAS	
	Reservas Provadas Desenvolvidas	
Crédito:	IMOBILIZADO EM ANDAMENTO – PLATAFORMAS	
	Gastos Desenvolvimento da Produção	\$95.000.000,00

A Oil and Gas esta sujeita a controle ambiental rigoroso que lhe impõe a obrigação, dentre outras, a proteger o meio ambiente com o tamponamento

adequado dos poços, a retirar todo e qualquer equipamento, instalação e plataforma instalada no local, ao final da vida econômica do campo, que se estimou ocorrer em 25 anos.

Em função dessa exigência legal a Empresa deve reconhecer uma obrigação futura por conta de sua atuação no presente. Para estimar o valor justo da obrigação futura, a Empresa utilizou como base os preços de mercado praticado por um terceiro para realizar a atividade. Calculou também o seu risco de crédito, cuja taxa ficou em 6,5% a.a.. A estimativa da obrigação futura o valor presente dessa obrigação constam da Tabela 8:

Tabela 8 – Gastos Futuros com Abandono e Valor Presente

Ativo	Gastos com Abandono	Valor Presente i = 6,5%a.a; n = 25 a
Poços	\$8.000.000,00	\$1.657.104,10
Equipamentos e Instalações	\$4.500.000,00	\$932.121,06
Plataforma	\$13.000.000,00	\$2.692.794,17
TOTAL	\$25.500.000,00	\$5.282.019,33

(b) Constituição do Passivo – em 01/01/20X1

Débito: POÇOS	Reservas Provadas Desenvolvidas	
Crédito: PROVISÃO	Provisão para Abandono – Reservas Provadas Desenvolvidas ...	\$1.657.104,10
Débito: EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES	Reservas Provadas Desenvolvidas	
Crédito: PROVISÃO	Provisão para Abandono – Reservas Provadas Desenvolvidas	\$932.121,06
Débito: PLATAFORMAS	Reservas Provadas Desenvolvidas	
Crédito: PROVISÃO	Provisão para Abandono – Reservas Provadas Desenvolvidas ...	\$2.692.794,17

Após o reconhecimento inicial dos ativos e da obrigação futura a valor presente, a composição do valor contábil de ativo e passivo ficou assim constituída:

Tabela 9 – Valor Contábil de Ativo e Passivo em 01/01/20X1

Ativo	Valor Contábil	Passivo	Valor Contábil
Poços	\$46.657.104,10		
Equipamentos e Instalações	\$30.932.121,06	Provisão para Abandono	\$5.282.019,33
Plataforma	\$97.692.794,17		
TOTAL	\$175.282.019,33	TOTAL	\$5.282.019,33

(c) Amortização e Depreciação – em 31/12/20X1

A Empresa utiliza o método das unidades produzidas para o cálculo do valor da amortização e depreciação dos seus ativos de óleo e gás. Por esse método, a taxa de amortização e depreciação corresponde ao valor resultante do quociente entre a produção do período e a estimativa de produção total. Aplica-se o percentual encontrado ao valor do ativo.

A Oil and Gas estimou em 730 milhões de boe (barris de óleo equivalente) as suas reservas provadas, que para efeito dessa exemplificação, também corresponde às reservas provadas desenvolvidas da companhia. A relação das taxas de amortização/depreciação encontra-se no quadro a seguir:

RESERVAS PROVADAS DESENVOLVIDAS - 730 Milhões boe	Produção Período (boe)	Taxa Amortização/ Depreciação
	7.300.000	1,00%
18.250.000	2,50%	
27.740.000	3,80%	
36.500.000	5,00%	
69.350.000	9,50%	
73.000.000	10,00%	
65.700.000	9,00%	
63.510.000	8,70%	
60.590.000	8,30%	
56.940.000	7,80%	
49.640.000	6,80%	
40.880.000	5,60%	
35.040.000	4,80%	
29.200.000	4,00%	
21.170.000	2,90%	
18.250.000	2,50%	
15.330.000	2,10%	
10.950.000	1,50%	
9.490.000	1,30%	
6.570.000	0,90%	
4.380.000	0,60%	
3.650.000	0,50%	
2.920.000	0,40%	
2.190.000	0,30%	
1.460.000	0,20%	

Quadro 6 – Relação das Taxas de Amortização e Depreciação

A sistemática de cálculo para o ano 20X1 consiste em:

	Valor Capitalizado dos Gastos dos Ativos		Valor Capitalizados dos Custos de Abandono	
Poços	$\frac{\$45.000.000,00 \times 7.300.000 \text{ boe}}{730.000.000 \text{ boe}} = \$450.000,00$		$\frac{\$1.657.104,10 \times 7.300.000 \text{ boe}}{730.000.000 \text{ boe}} = \$16.571,04$	
Equipamentos	$\frac{\$25.000.000,00 \times 7.300.000 \text{ boe}}{730.000.000 \text{ boe}} = \$250.000,00$ * (\$30MM - \$5MM)		$\frac{\$932.121,06 \times 7.300.000 \text{ boe}}{730.000.000 \text{ boe}} = \$9.321,21$	
Plataformas	$\frac{\$80.000.000,00 \times 7.300.000 \text{ boe}}{730.000.000 \text{ boe}} = \$800.000,00$ * (\$95MM - \$15MM)		$\frac{\$2.692.794,17 \times 7.300.000 \text{ boe}}{730.000.000 \text{ boe}} = \$26.927,94$	

A contabilização anual seria:

Débito:	DESPESAS DE AMORTIZAÇÃO	
	Estimativas dos Custos de Abandono	\$1.552.820,19
Crédito:	AMORTIZAÇÃO ACUMULADA	
	POÇOS	
	Reservas Provadas Desenvolvidas	\$450.000,00
	Estimativas dos Custos de Abandono	\$16.571,04
Crédito:	AMORTIZAÇÃO ACUMULADA	
	EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES	
	Reservas Provadas Desenvolvidas	\$250.000,00
	Estimativas dos Custos de Abandono	\$9.321,21
Crédito:	AMORTIZAÇÃO ACUMULADA	
	PLATAFORMAS	
	Reservas Provadas Desenvolvidas	\$800.000,00
	Estimativas dos Custos de Abandono	\$26.927,94

Nos períodos subseqüentes, a contabilização da amortização e depreciação, seria conforme os valores constantes do Quadro 7.

ANO	AMORTIZAÇÃO/DEPRECIÇÃO GASTOS ATIVADOS		AMORTIZAÇÃO/DEPRECIÇÃO GASTOS ATIVADOS		AMORTIZAÇÃO/DEPRECIÇÃO GASTOS ATIVADOS		DESPESA ANUAL AMORTIZAÇÃO / DEPRECIÇÃO
	POÇOS	ABANDONO	EQUIPAMENTOS	ABANDONO	PLATAFORMA	ABANDONO	
1	450.000,00	16.571,04	250.000,00	9.321,21	800.000,00	26.927,94	1.552.820,19
2	1.125.000,00	41.427,60	625.000,00	23.303,03	2.000.000,00	67.319,85	3.882.050,48
3	1.710.000,00	62.969,96	950.000,00	35.420,60	3.040.000,00	102.326,18	5.900.716,73
4	2.250.000,00	82.855,21	1.250.000,00	46.606,05	4.000.000,00	134.639,71	7.764.100,97
5	4.275.000,00	157.424,89	2.375.000,00	88.551,50	7.600.000,00	255.815,45	14.751.791,84
6	4.500.000,00	165.710,41	2.500.000,00	93.212,11	8.000.000,00	269.279,42	15.528.201,93
7	4.050.000,00	149.139,37	2.250.000,00	83.890,90	7.200.000,00	242.351,48	13.975.381,74
8	3.915.000,00	144.168,06	2.175.000,00	81.094,53	6.960.000,00	234.273,09	13.509.535,68
9	3.735.000,00	137.539,64	2.075.000,00	77.366,05	6.640.000,00	223.501,92	12.888.407,60
10	3.510.000,00	129.254,12	1.950.000,00	72.705,44	6.240.000,00	210.037,95	12.111.997,51
11	3.060.000,00	112.683,08	1.700.000,00	63.384,23	5.440.000,00	183.110,00	10.559.177,31
12	2.520.000,00	92.797,83	1.400.000,00	52.198,78	4.480.000,00	150.796,47	8.695.793,08
13	2.160.000,00	79.541,00	1.200.000,00	44.741,81	3.840.000,00	129.254,12	7.453.536,93
14	1.800.000,00	66.284,16	1.000.000,00	37.284,84	3.200.000,00	107.711,77	6.211.280,77
15	1.305.000,00	48.056,02	725.000,00	27.031,51	2.320.000,00	78.091,03	4.503.178,56
16	1.125.000,00	41.427,60	625.000,00	23.303,03	2.000.000,00	67.319,85	3.882.050,48
17	945.000,00	34.799,19	525.000,00	19.574,54	1.680.000,00	56.548,68	3.260.922,41
18	675.000,00	24.856,56	375.000,00	13.981,82	1.200.000,00	40.391,91	2.329.230,29
19	585.000,00	21.542,35	325.000,00	12.117,57	1.040.000,00	35.006,32	2.018.666,25
20	405.000,00	14.913,94	225.000,00	8.389,09	720.000,00	24.235,15	1.397.538,17
21	270.000,00	9.942,62	150.000,00	5.592,73	480.000,00	16.156,77	931.692,12
22	225.000,00	8.285,52	125.000,00	4.660,61	400.000,00	13.463,97	776.410,10
23	180.000,00	6.628,42	100.000,00	3.728,48	320.000,00	10.771,18	621.128,08
24	135.000,00	4.971,31	75.000,00	2.796,36	240.000,00	8.078,38	465.846,06
25	90.000,00	3.314,21	50.000,00	1.864,24	160.000,00	5.385,59	310.564,04
Soma	45.000.000,00	1.657.104,10	25.000.000,00	932.121,06	80.000.000,00	2.692.794,17	155.282.019,33
Valor Residual	-	-	5.000.000,00	-	15.000.000,00	-	20.000.000,00

Quadro 7 – Valor Anual da Amortização e Depreciação

(d) Ajuste pela Passagem de Tempo – em 31/12/20X1

Anualmente, o valor da provisão para abandono deve ser atualizado para contemplar a passagem de tempo, uma vez que a mesma está contabilizada pelo valor presente da obrigação.

O método de alocação dos juros consiste em aplicar a taxa de juros livre de risco utilizada para descontar o fluxo de caixa no valor da obrigação constante no início do período. Para o ano 1, o valor acrescido da provisão foi calculado da seguinte maneira:

	Valor no Início do Período	Taxa de Juros Livre de Risco	Valor do Acréscimo
Poços	1.657.104,10	x 6,5% =	107.711,77
Equipamentos	932.121,06	x 6,5% =	60.587,87
Plataforma	2.692.794,17	x 6,5% =	175.031,62
		SOMA	343.331,26

Com isso, a contabilização anual do ajuste da provisão para abandono ocasionado pela passagem do tempo, ficaria como segue:

Débito: DESPESAS OPERACIONAIS - PROSPECÇÃO E PERFURAÇÃO
 Atualização da Provisão para Abandono
 Crédito: PROVISÃO
 Provisão para Abandono – Reservas Provadas Desenvolvidas\$343.331,26

Nos períodos subseqüentes, a contabilização do ajuste da provisão para abandono, seria de acordo com os valores constantes do Quadro 8.

ACRÉSCIMO VALOR PROVISÃO ACRÉSCIMO VALOR PROVISÃO



Tabela 11 – Valor Presente das Novas Estimativas dos Gastos com Abandono

Ativo	Gastos Adicionais com Abandono	Valor Presente i = 6,5%a.a; n = 15 a
Poços	\$1.000.000,00	\$388.826,52
Equipamentos e Instalações	\$1.500.000,00	\$583.239,79
Plataforma	\$2.000.000,00	\$777.653,05
TOTAL	\$4.500.000,00	\$1.749.719,36

Como a revisão proporcionará um aumento nas estimativas, pelo SFAS143, antes de computar as variações, a empresa deve quantificar e incorporar os ajustes decorrentes da passagem de tempo, portanto, os efeitos da revisão só estarão refletindo na contabilidade em X11. Com isso, em 31/12/2X10 os registros contábeis da Oil and Gas apresentavam a seguinte composição patrimonial dos ativos e passivos, conforme Tabela 12.

Tabela 12 – Valor Contábil de Ativo e Passivo em 31/12/2X11

Ativo	Valor Contábil	Passivo	Valor Contábil
Poços	\$46.657.104,10		
Depreciação Acumulada	(\$30.607.060,29)		
Equipamentos e Instalações	\$30.932.121,06	Provisão para Abandono	\$9.915.076,37
Depreciação Acumulada	(\$17.011.471,41)		
Plataforma	\$97.692.794,17		
Depreciação Acumulada	(\$54.246.472,97)		
TOTAL	(\$73.417.014,65)	TOTAL	\$9.915.076,37

Em 31/12/2X12, a empresa deve reconhecer o ajuste do valor do passivo com base no novo valor revisado, conforme o seguinte cálculo:

	Valor em 31/12/2X10	Valor Adicional	Nova Base	Taxa de Juros Livre de Risco	Valor do Acréscimo
<i>Poços</i>	3.110.612,20	388.826,52	3.499.438,72	x 6,5% =	227.463,52
<i>Equipamentos</i>	1.749.719,36	583.239,79	2.332.959,15	x 6,5% =	151.642,34
<i>Plataforma</i>	5.054.744,82	777.653,05	5.832.397,87	x 6,5% =	379.105,86
SOMA	9.915.076,37	1.749.719,36	11.664.795,73		758.211,72

(e.1) Revisão das Estimativas para Maior – Ativo e Passivo – em 31/12/2X11

Com isso, a contabilização anual do ajuste da provisão para abandono ocasionado pela passagem do tempo em 31/12/2X11, é a seguinte:

Débito: DESPESAS OPERACIONAIS - PROSPECÇÃO E PERFURAÇÃO
 Atualização da Provisão para Abandono
 Crédito: PROVISÃO
 Provisão para Abandono – Reservas Provadas Desenvolvidas\$758.211,72

Nos períodos subseqüentes, a contabilização do ajuste da provisão para abandono, seria de acordo com os valores constantes do Quadro 9.

ANO	AJUSTES PASSAGEM DO TEMPO ABANDONO - POÇOS		AJUSTES PASSAGEM DO TEMPO ABANDONO - EQUIPAMENTOS		AJUSTES PASSAGEM DO TEMPO ABANDONO - PLATAFORMA		DESPESA ANUAL JUROS	TOTAL PROVISÃO
	ACRÉSCIMO	VALOR PROVISÃO	ACRÉSCIMO	VALOR PROVISÃO	ACRÉSCIMO	VALOR PROVISÃO		
10	-	1.657.104,10	-	932.121,06	-	2.692.794,17	-	5.282.019,33
1	107.711,77	1.764.815,87	60.587,87	992.708,93	175.031,62	2.867.825,79	343.331,26	5.625.350,58
2	114.713,03	1.879.528,90	64.526,08	1.057.235,01	186.408,68	3.054.234,46	365.647,79	5.990.998,37
3	122.169,38	2.001.698,28	68.720,28	1.125.955,28	198.525,24	3.252.759,70	389.414,89	6.380.413,27
4	130.110,39	2.131.808,67	73.187,09	1.199.142,38	211.429,38	3.464.189,09	414.726,86	6.795.140,13
5	138.567,56	2.270.376,23	77.944,25	1.277.086,63	225.172,29	3.689.361,38	441.684,11	7.236.824,24
6	147.574,46	2.417.950,69	83.010,63	1.360.097,26	239.808,49	3.929.169,87	470.393,58	7.707.217,81
7	157.166,79	2.575.117,48	88.406,32	1.448.503,58	255.396,04	4.184.565,91	500.969,16	8.208.186,97
8	167.382,64	2.742.500,12	94.152,73	1.542.656,32	271.996,78	4.456.562,69	533.532,15	8.741.719,12
9	178.262,51	2.920.762,62	100.272,66	1.642.928,98	289.676,57	4.746.239,27	568.211,74	9.309.930,87
10	189.849,57	3.110.612,20	106.790,38	1.749.719,36	308.505,55	5.054.744,82	605.145,51	9.915.076,37
	Revisão	388.826,52	Revisão	583.239,79	Revisão	777.653,05		1.749.719,36
	Novo Valor	3.499.438,72	Novo Valor	2.332.959,15	Novo Valor	5.832.397,87		11.664.795,73
11	227.463,52	3.726.902,24	151.642,34	2.484.601,49	379.105,86	6.211.503,73	758.211,72	12.423.007,46
12	242.248,65	3.969.150,88	161.499,10	2.646.100,59	403.747,74	6.615.251,47	807.495,48	13.230.502,94
13	257.994,81	4.227.145,69	171.996,54	2.818.097,13	429.991,35	7.045.242,82	859.982,69	14.090.485,63
14	274.764,47	4.501.910,16	183.176,31	3.001.273,44	457.940,78	7.503.183,60	915.881,57	15.006.367,20
15	292.624,16	4.794.534,32	195.082,77	3.196.356,21	487.706,93	7.990.890,53	975.413,87	15.981.781,07
16	311.644,73	5.106.179,05	207.763,15	3.404.119,37	519.407,88	8.510.298,42	1.038.815,77	17.020.596,83
17	331.901,64	5.438.080,69	221.267,76	3.625.387,13	553.169,40	9.063.467,81	1.106.338,79	18.126.935,63
18	353.475,24	5.791.555,93	235.650,16	3.861.037,29	589.125,41	9.652.593,22	1.178.250,82	19.305.186,45
19	376.451,14	6.168.007,07	250.967,42	4.112.004,71	627.418,56	10.280.011,78	1.254.837,12	20.560.023,56
20	400.920,46	6.568.927,53	267.280,31	4.379.285,02	668.200,77	10.948.212,55	1.336.401,53	21.896.425,10
21	426.980,29	6.995.907,82	284.653,53	4.663.938,55	711.633,82	11.659.846,36	1.423.267,63	23.319.692,73
22	454.734,01	7.450.641,83	303.156,01	4.967.094,55	757.890,01	12.417.736,38	1.515.780,03	24.835.472,75
23	484.291,72	7.934.933,54	322.861,15	5.289.955,70	807.152,86	13.224.889,24	1.614.305,73	26.449.778,48
24	515.770,68	8.450.704,23	343.847,12	5.633.802,82	859.617,80	14.084.507,04	1.719.235,60	28.169.014,08
25	549.295,77	9.000.000,00	366.197,18	6.000.000,00	915.492,96	15.000.000,00	1.830.985,92	30.000.000,00

Quadro 9 – Valor Anual do Ajuste da Provisão para Abandono Revisado

De acordo com o SFAS 143, no caso de revisões que impliquem em alteração da taxa livre de risco, o controle deve ser por agregação de valor, ou seja, a estimativa inicial continuaria sendo ajustada pela taxa anterior e o acréscimo na estimativa por conta das revisões, pela nova taxa.

(e.2) Revisão das Estimativas para Maior – Amortização – em 31/12/2X11

Em função dos ajustes nas estimativas que resultaram em aumento da provisão, os valores da amortização e depreciação, a partir de 31/12/2X11, também necessita ser revista. Neste caso, apuram-se as novas taxas de amortização com base nas reservas provadas remanescente e aplica-se sobre o valor adicional das estimativas de gastos futuros.

			Poços	Equipamentos	Plataforma	
11	49.640.000	19,77%	76.861,06	115.291,59	153.722,11	345.874,76
12	40.880.000	16,28%	63.297,34	94.946,01	126.594,68	284.838,04
13	35.040.000	13,95%	54.254,86	81.382,30	108.509,73	244.146,89
14	29.200.000	11,63%	45.212,39	67.818,58	90.424,77	203.455,74
15	21.170.000	8,43%	32.778,98	49.168,47	65.557,96	147.505,41
16	18.250.000	7,27%	28.257,74	42.386,61	56.515,48	127.159,84
17	15.330.000	6,10%	23.736,50	35.604,75	47.473,01	106.814,26
18	10.950.000	4,36%	16.954,64	25.431,97	33.909,29	76.295,90
19	9.490.000	3,78%	14.694,03	22.041,04	29.388,05	66.123,12
20	6.570.000	2,62%	10.172,79	15.259,18	20.345,57	45.777,54
21	4.380.000	1,74%	6.781,86	10.172,79	13.563,72	30.518,36
22	3.650.000	1,45%	5.651,55	8.477,32		

Tabela 13 – Gastos com Abandono Efetivo

Provisão para Abandono (em 31/12/2X25)	Gastos Estimados	Gastos Realizados	Economia
Poços	\$9.000.000,00	\$8.400.000,00	\$600.000,00
Equipamentos e Instalações	\$6.000.000,00	\$5.200.000,00	\$800.000,00
Plataforma	\$15.000.000,00	\$14.400.000,00	\$600.000,00
TOTAL	\$30.000.000,00	\$28.000.000,00	\$2.000.000,00

(f.1) Lançamentos Contábeis no Término do Projeto – em 31/12/2X25

Débito: GASTOS COM ABANDONO Acumulação dos Gastos Realizados (conta transitória)	
Crédito: CAIXA / BANCOS / FORNECEDORES	\$28.000.000,00
Débito: AMORTIZAÇÃO ACUMULADA POÇOS / EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES / PLATAFORMAS Reservas Provadas Desenvolvidas Estimativas dos Custos de Abandono	
Crédito: POÇOS / EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES / PLATAFORMAS Reservas Provadas Desenvolvidas	\$150.000.000,00
Estimativas dos Custos de Abandono	\$7.031.738,69
Débito: PROVISÃO Provisão para Abandono – Reservas Provadas Desenvolvidas	
Crédito: GASTOS COM ABANDONO Acumulação dos Gastos Realizados (conta transitória)	\$28.000.000,00
Débito: PROVISÃO Provisão para Abandono – Reservas Provadas Desenvolvidas	
Crédito: RESULTADO NÃO OPERACIONAL Ganhos no Estabelecimento Provisão para Abandono	\$2.000.000,00
Débito: CAIXA / BANCOS	
Crédito: EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES / PLATAFORMAS Reservas Provadas Desenvolvidas	\$20.000.000,00
Pela venda dos ativos de acordo com os valores residuais.	

A indústria de exploração e produção de petróleo é extremamente dinâmica. O exemplo exposto teve por objetivo clarificar o tratamento contábil dado ao custo de abandono nesse tipo de indústria, mas não esgota o escopo das atividades de E&P, em função de que constantemente novas tecnologias são desenvolvidas, novos métodos de avaliação permitem uma acurácia melhor em relação as estimativas de reservas, poços são permanentemente perfurados, até mesmo para aumentar a produtividade do campo, com injeção de água, enfim trata-se de um universo muito maior e dinâmico, do que foi aqui tratado.

Destaca-se, ainda, que a sistemática de contabilização considerou como se os registros fossem feitos anualmente, quando na prática se sabe que tanto a

amortização quanto o ajuste pela passagem do tempo ocorrem mensalmente por conta do princípio da competência. Tal deliberação visou unicamente fins didáticos e a simplificação dos registros.

6.4 RESUMO

A provisão para abandono deve ser constituída no momento do reconhecimento dos ativos que geram uma obrigação futura. A contrapartida da provisão fará parte do custo do ativo constituído.

Os valores dos gastos capitalizáveis na fase de prospecção de petróleo e gás são contabilizados (acumulados) como imobilizações em andamento até que o poço tenha sido inteiramente completado, momento em que esses valores serão encerrados na conta definitiva de imobilizado (poços), caso a perfuração tenha sido considerada bem sucedida.

Os gastos realizados na fase de desenvolvimento da produção também recebem o mesmo tratamento, ou seja, são acumulados em uma conta transitória de imobilizado em andamento, até que o poço tenha condições de produzir petróleo e/ou gás, momento em que será feita a reclassificação para conta de imobilizado definitivo (plataformas, equipamentos e instalações).

O momento da constituição da provisão para abandono será, dessa forma, a reclassificação dos gastos capitalizados como imobilizado em andamento para a conta definitiva do imobilizado.

CAPÍTULO 7 – EFEITOS DA ADOÇÃO DO SFAS 143 EM EMPRESAS PETROLÍFERAS

O objetivo deste capítulo é descrever os principais efeitos decorrentes da adoção do SFAS 143 nos demonstrativos contábeis de empresas petrolíferas. Para operacionalizar o capítulo, foram desenvolvidos os casos das empresas Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras) e Royal Dutch Shell (Shell). As conclusões decorrentes desse capítulo levam ao atendimento da problemática proposta neste estudo. Primeiramente serão expostos os procedimentos metodológicos utilizados e em seguida os casos propriamente ditos.

7.1 OPERACIONALIZAÇÃO DO ESTUDO

Conforme definido no capítulo de introdução, o objetivo deste estudo consiste em aferir os impactos decorrentes do reconhecimento da provisão de abandono, nos demonstrativos contábeis das empresas petrolíferas, de acordo com as determinações contidas no SFAS 143, referentes à obrigação de baixa de ativos de longa duração.

Para que o objetivo seja plenamente atendido, a pesquisa foi realizada por meio de estudos de casos. O estudo de caso foi selecionado por ser uma modalidade de pesquisa de natureza essencialmente qualitativa e que proporciona uma visão geral do problema analisado, bem como permite explorar detalhadamente um fenômeno contemporâneo dentro de seu contexto real, além de lidar com uma ampla variedade de evidências (YIN, 2001).

De acordo com Martins (2006), trata-se de uma investigação empírica que pesquisa fenômenos dentro de seu contexto real, no qual o pesquisador não tem controle sobre eventos e variáveis e busca aprender a totalidade de uma situação para, de forma criativa, descrever, compreender e interpretar a complexidade de um caso concreto.

Uma preocupação muito comum quanto ao delineamento de pesquisas por meio de estudos de casos, conforme aponta Yin (2001), consiste em que os mesmos “fornecem pouca base para se fazer generalizações científicas”, mas o autor defende a técnica, argumentando que os resultados dos casos são generalizáveis a proposições teóricas e não a populações ou universos.

Nessa mesma linha, Martins (2006, p. 95) afirma que não são possíveis inferências e generalizações estatísticas a partir dos resultados de um estudo de caso, mas o que se espera são generalizações analíticas de um conjunto particular de resultados, ou seja, generalizações da teoria preliminar, proposições e eventuais teses apresentadas, discutidas e mostradas no estudo.

Dessa forma, este estudo insere-se na visão de Yin (2001) e Martins (2006), uma vez que pelo número de empresas pesquisadas os resultados obtidos não são generalizáveis, mas apenas indicam, de forma analítica, quais os impactos decorrentes da adoção do SFAS 143 nas empresas pesquisadas.

7.1.1 Escolha das Empresas Pesquisadas

As empresas foram escolhidas de forma não-probabilística e por conveniência do pesquisador, que levou em conta os seguintes requisitos: (1) empresas petrolíferas sujeitas à norma do SFAS 143 (US GAAP); (2) empresas petrolíferas que disponibilizaram informações contábeis publicamente no período analisado de 2002 a 2005 e (3) empresas petrolíferas classificadas como integradas e/ou com atuação no setor de exploração e produção (*upstream*).

A base para escolha das empresas foi o anuário *Petroleum Intelligence Weekly* (PIW) do *Energy Intelligence Group, Inc.*, empresa especializada em publicações no setor petrolífero e que anualmente edita o PIW contendo um *ranking* das 130 maiores empresas petrolíferas do mundo. O Quadro 11 mostra as 25 maiores empresas petrolíferas, de acordo com o PIW 2006.

Ranking	Empresa	País	Atuação
1	Saudi Aramco	Arábia Saudita	Integrada
2	Exxon Mobil	Estados Unidos	Integrada
3	PDV	Venezuela	Integrada
4	NIOC	Irã	Integrada
5	BP	Reino Unido	Integrada
6	Royal Dutch/Shell	Reino Unido/Holanda	Integrada
7	Total	França	Integrada
8	ChevronTexaco	Estados Unidos	Integrada
9	Pemex	México	Integrada
10	PetroChina	China	Integrada
11	ConocoPhillips	Estados Unidos	Integrada
12	Sonatrach	Argélia	Integrada
13	KPC	Kuwait	Integrada
14	Petrobras	Brasil	Integrada
15	Pertamina	Indonésia	Integrada
16	Adnoc	Emirados Árabes	Upstream
17	Eni	Itália	Integrada
18	Petronas	Malásia	Upstream
19	Lukoil	Rússia	Integrada
20	Repsol YPF	Espanha	Integrada
21	NNPC	Nigéria	Integrada
22	INOC	Iraque	Integrada
23	EGPC	Egito	Integrada
24	Gazprom	Rússia	Gás
25	Libya NOC	Líbia	Integrada

Fonte: *Petroleum Intelligence Weekly (PIW)*, 2006.

Quadro 11 – Maiores Empresas Petrolíferas

As empresas escolhidas para compor este estudo foram a Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras) e a Royal Dutch Shell (Shell), ambas empresas integradas e que também reportam suas informações contábeis de acordo com os princípios norte-americanos.

7.1.2 Coleta e Tratamento dos Dados

A obtenção dos dados foi desenvolvida por meio de pesquisa documental. A pesquisa documental consistiu na extração dos dados necessários para o estudo através do Formulário 20-F das empresas pesquisadas. Esses relatórios foram obtidos na *internet*, em buscas na página da SEC ou nas páginas das próprias empresas.

Visando aferir o impacto nas informações contábeis divulgadas pelas empresas petrolíferas decorrentes da adoção do SFAS 143, que se tornou obrigatório a partir de junho de 2002, os relatórios pesquisados abrangeram o período de 2002 a 2005, totalizando quatro exercícios sociais.

A etapa de tratamento dos dados consistiu na identificação e na documentação das informações publicadas pelas empresas com o objetivo de atender a questão-problema. A análise abrangeu a seguinte sistemática:

(1) Análise qualitativa das informações divulgadas, tendo por base as exigências impostas pelo SFAS 143 nos parágrafos 22 (para todos os anos) e 27 (apenas no ano da mudança), quanto à divulgação das informações relacionadas às obrigações por baixa de ativo:

a – Descrição geral das obrigações de baixa de ativos e dos ativos associados a essas obrigações;

b – O valor justo dos ativos restritos destinados à quitação das obrigações de baixa de ativo;

c – Reconciliação do valor contábil agregado inicialmente e no final das obrigações por baixa de ativos, demonstrando separadamente as variações atribuíveis a (i) passivos incorridos no período atual; (ii) passivos quitados no período atual; (iii) despesa adicional; e (iv) revisões nos fluxos de caixa estimados; sempre que houver uma variação significativa em um ou mais dos quatro componentes acima, durante o período contábil.

d – Exposição dos motivos no caso da impossibilidade da obrigação por baixa de ativo ser razoavelmente estimada.

(2) – Aferição dos efeitos no patrimônio e no resultado das empresas pesquisadas, decorrente da adoção do SFAS 143.

(3) - O conjunto de informações não obrigatórias proventura divulgadas pelas empresas sobre o tema também foram analisadas.

(4) – Verificou-se ainda a frequência com que os termos “SFAS 143”, “abandono” e “decommissioning” foram referenciados nos demonstrativos publicados pelas empresas pesquisadas.

7.2 O CASO DA EMPRESA PETROBRAS

Para aferir os efeitos da adoção do SFAS 143 na Petrobras, primeiramente buscou-se conhecê-la e posicioná-la no cenário mundial. Posteriormente, os

Formulários 20-F publicados pela empresa no período de 2002 a 2005 foram analisados, com as informações que trataram do SFAS 143 nas notas explicativas descritas a seguir, além da indicação da frequência com que os termos “SFAS 143” e “abandono” apareceram.

As citações das notas explicativas estão baseadas na versão do Formulário 20-F disponibilizado pela Petrobras em português, com exceção do relatório de 2005, cujas citações são decorrentes da tradução livre do autor da versão em inglês.

7.2.1 Apresentação da Empresa

Em 3 de outubro de 1953, o então Presidente do Brasil Getúlio Vargas sancionou a Lei nº 2.004, que estabeleceu o monopólio da União sobre as atividades da indústria de petróleo no País e autorizava a criação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) como empresa estatal para executar as atividades de exploração, produção, refino, importação e transporte marítimo, ou por dutos, de petróleo e derivados no Brasil em nome da União Federal.

Atualmente, a Petrobras atua de forma integrada e é especializada nos seguintes segmentos da indústria de óleo, gás e energia: exploração e produção; refino, comercialização, transporte e petroquímica; distribuição de derivados; gás natural e energia.

A Petrobras é uma sociedade de capital aberto, controlada pela União Federal que detém 55,7% das ações ordinárias. Em relação ao capital total, essa participação corresponde a 32,2%. A Petrobras tem suas ações e ADR's listadas ou cotadas nos seguintes mercados: Bolsa de Valores de São Paulo (BOVESPA); Mercado de Valores Latino-Americano em Euros (LATIBEX); Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE) e Bolsa de Comércio de Buenos Aires (BCBA).

Segundo os critérios do anuário *Petroleum Intelligent Weekly*, a Petrobras ocupa o 14º lugar dentre as maiores companhias de petróleo do mundo. Líder do setor petrolífero brasileiro, vem expandido suas operações para tornar-se uma companhia integrada de energia com atuação internacional e líder na América Latina. (PETROBRAS, 2005).

Em 2005, a empresa atingiu um faturamento bruto de US\$ 74,1 bilhões (aumento de 19% em relação ao ano anterior) e lucro líquido de US\$ 10,3 bilhões. O patrimônio líquido totalizou US\$ 32,9 bilhões, enquanto que os ativos totais somaram US\$ 78,6 bilhões, sendo que os aplicados no seguimento de E&P atingiram US\$ 30,3 bilhões, ou 38,6% dos ativos totais. O número de empregados em 31/12/2005 era de 53.904 pessoas. (PETROBRAS, 2005).

Em relação a seus pares ao redor do mundo, a Petrobras está posicionada em relação aos principais critérios de comparação, conforme demonstrado no Quadro 12 a seguir:

Critério	Geral	Ativos Totais	Ativos de E&P	Patrimônio Líquido	Receitas Brutas	Vendas E&P (barris/dia)	Lucro Líquido	Nº de Empregados
Posição no Ranking	14º	11º	12º	12º	17º	9º	11º	22º

Fonte: *Petroleum Intelligence Weekly (PIW)*, 2006.

Quadro 12 – Posicionamento da Petrobras no Mundo em 2006

7.2.2 Análise do Formulário 20-F da Petrobras de 2002

Em 1999, a Petrobras passou a adotar as normas estabelecidas pelo FASB e adequou seus critérios e práticas contábeis aos padrões norte-americanos, visando o lançamento de suas *American Depositary Receipts* (ADRs) na Bolsa de Valores de Nova Iorque.

Com a opção da Petrobras em negociar suas ações no mercado norte-americano tornou-se obrigatória a adaptação dos princípios contábeis da Petrobras aos US GAAP (*United States General American Accounting Principles*).

Quando da emissão do SFAS 143 em 2001, a Petrobras reportou a seguinte informação em seu Formulário 20-F de 2001:

Ao término de cada projeto de exploração e desenvolvimento, temos significativas obrigações de retirada de equipamentos tangíveis ou de restauração do fundo do mar, após encerramento das operações.

[...] Os custos são estimados para desmontagem e retirada dessas instalações e são reconhecidos em bases descontadas e líquidas do valor residual do ativo (*salvage value*). Estimar os custos futuros de remoção dos ativos é difícil e exige que a administração elabore estimativas e pareceres, em função de que a maioria das obrigações de retirada ocorrerão muitos anos mais tarde e os contratos e regulamentos freqüentemente apresentam descrições vagas acerca do objeto de retirada.

[...] Além disso, o *Financial Accounting Standards Board* (FASB) emitiu recentemente a SFAS nº 143, "Contabilização de Obri

7.2.3 Análise do Formulário 20-F da Petrobras de 2003

Os efeitos do SFAS 143 passaram a valer para Petrobras a partir do exercício social de 2003 (1º de janeiro). Com isso, era de se esperar que as informações divulgadas a respeito da adoção do SFAS 143 fossem exploradas no Formulário 20-F de 2003 com maior destaque.

A análise da freqüência com que os termos “SFAS 143” e “abandono” foram referenciados no 20-F comprovam isso: a Petrobras fez 28 referências ao termo “SFAS 143”, enquanto que o termo “abandono” apareceu 32 vezes.

No Formulário 20-F de 2003, a Petrobras novamente inicia a abordagem do tema esclarecendo as diferenças apregoadas pelos SFAS 19 e SFAS 143:

Até 31 de dezembro de 2002, a Companhia registrou os custos de abandono em conformidade com o SFAS 19 – Contabilidade Financeira e Relatórios de Companhias Petrolíferas. De acordo com o SFAS 19, os custos estimados para descontinuação e remoção de equipamentos para exploração de petróleo e gás são registrados ao longo da vida produtiva

resultado, sem, contudo, evidenciar segregadamente o valor destinado ao abandono. Essa sistemática, como discutido anteriormente, poderia lavar o reconhecimento de um valor contábil negativo, conhecido como valor residual negativo.

Com o SFAS 143, é registrado um passivo e a contrapartida comporá o valor do ativo que originou a obrigação, o qual será depreciado/amortizado normalmente, mas sem o risco de gerar um valor residual negativo, como fica claro na seguinte passagem:

A depreciação, exaustão e amortização de todos os demais custos capitalizados (tanto tangíveis quanto intangíveis) relativos às reservas provadas de petróleo e gás são contabilizadas pelo método de unidades produzidas individualmente por campo em relação à produção de reservas provadas e desenvolvidas de cada campo produtor. A partir de 1º de janeiro de 2003, os custos estimados de descontinuação, restauração e abandono, assim como os valores residuais estimados, são levados em consideração para a determinação das provisões correspondentes à amortização e depreciação. (PETROBRAS, 2003, p. F-19). Grifo do autor.

Outra informação a ser destacada refere-se ao fato dos ativos de exploração e produção de petróleo da Petrobras não serem tratados de forma individualizada, mas agrupados em nível de campo. Este posicionamento está suportado no SFAS 143, especificamente no item A22, que permite para os casos em que ativos com obrigações de baixa forem componentes de um grupo maior de ativos (por exemplo, a quantidade de poços de petróleo que perfazem um campo inteiro de operações de campo de petróleo), sejam agregados para derivar uma obrigação coletiva de baixas de ativos.

Por fim, a situação exposta a seguir em relação ao volume considerado no reconhecimento da obrigação de abandono, se maior no início ou no final do projeto, foi discutida no Capítulo 3 e demonstrado graficamente por meio das Ilustrações 1 e 2. Dessa forma, era de se esperar que o volume reconhecido inicialmente por conta da adoção do SFAS 143 fosse relativamente baixo.

O SFAS 19 correlaciona as provisões com as receitas geradas pela produção, sendo, desta forma, a maior parte dos custos provisionados no início da vida útil das áreas de produção, quando esta se encontra no seu nível mais alto. Como o SFAS 143 requer uma atualização da obrigação com base no tempo decorrido através de um método de alocação da atualização, a maioria dos custos deverá ser alocada no fim da vida útil dos campos de produção, quando a produção está no seu nível mais baixo. (PETROBRAS, 2003, p. F-28).

Após a apresentação da nova norma e seus aspectos conceituais, a Petrobras passou a tratar dos impactos contábeis da adoção do SFAS 143 em sua contabilidade:

O ajuste acumulado relativo à mudança de prática contábil mencionado no primeiro trimestre de 2003, gerou um resultado positivo após o imposto de renda no montante de US\$ 697 milhões (líquido de US\$ 359 milhões do efeito do imposto de renda e contribuição social diferidos). O efeito dessa mudança de prática contábil no balanço patrimonial resultou em uma redução de US\$ 1.056 milhões na provisão para custos de abandono e um aumento de US\$ 359 milhões em passivos tributáveis diferidos. (PETROBRAS, 2003, p. F-27). Grifo do autor.

Adicionalmente, a mudança de prática contábil resultou em um aumento de US\$ 16 milhões no Imobilizado na data original de aquisição dos bens, com depreciação acumulada de reservas provadas desenvolvidas, no valor de US\$ 9 milhões, em 1º de janeiro de 2003. Em 1º de janeiro de 2003, a PETROBRAS constituiu um passivo para custos de abandono de reservas provadas não desenvolvidas no valor de US\$ 44 milhões. (PETROBRAS, 2003, p. F-27). Grifo do autor.

As despesas com depreciação, exaustão e amortização diminuíram em 7,5%, chegando a US\$ 1.785 milhões em 2003, contra US\$ 1.930 milhões em 2002. Esta diminuição deveu-se principalmente à desvalorização de 5,2% do real frente ao dólar norte-americano em 2003, conforme comparação com 2002, e o efeito da adoção do SFAS 143 em 2003. (PETROBRAS, 2003, p. F-27). Grifo do autor.

Para se adequar ao SFAS 143, a Petrobras estimou o valor justo de suas obrigações futuras, em bases descontadas desde a constituição do ativo. Com isso, teve de reverter US\$ 1.056 milhões em provisões para abandono já constituídas, proporcionando um resultado positivo de US\$ 697 milhões. Outro impacto direto foi a diminuição no valor das despesas registradas como depreciação, exaustão e amortização.

O ajuste do lucro acumulado acima descrito é resultante da reversão de uma obrigação maior acumulada de acordo com o SFAS 19 para ajustá-la a um menor valor presente resultante da transição para o SFAS 143. Este montante revertido na transição, que foi previamente alocado no resultado operacional segundo o SFAS 19, será novamente registrado no resultado em exercícios futuros de acordo com o SFAS 143. (PETROBRAS, 2003, p. F-27). Grifo do autor.

Ainda como resultado do SFAS 143, o Imobilizado foi acrescido em US\$ 16 milhões. Como os cálculos foram com base na data original de aquisição dos bens, já se considerou o valor da depreciação acumulada até 1º de janeiro de 2003 e que montou em US\$ 9 milhões.

Como destacado no Capítulo 6, o custo de abandono deve ser associado às reservas provadas, segregando as parcelas referentes às reservas provadas desenvolvidas e às reservas provadas não desenvolvidas. Neste contexto, a Petrobras constituiu provisão no montante de US\$ 44 milhões relacionadas as reservas provadas não desenvolvidas, o que não ocorria anteriormente.

Atendendo as exigências de *disclosure* constantes do item “b” do parágrafo 22 do SFAS 143, a Petrobras (2003, p. F-28) afirmou que “não existem restrições legais quanto aos ativos a serem utilizados para liquidar obrigações com baixa de ativos.” Ou seja, a Petrobras não possui ativos específicos destinados exclusivamente à quitação de suas obrigações futuras relacionadas à baixa de ativos.

Por fim, visando atender o item “c” do parágrafo 22 do SFAS 143, a Petrobras divulgou os seguintes quadros de conciliação:

	Ativo (US\$ milhões)	Passivo (US\$ milhões)
Saldo em 31 de dezembro de 2002	-	1.166
Reversão da provisão	-	(1.056)
Ativos vinculados a áreas provadas desenvolvidas	16	-
Depreciação acumulada	(9)	-
Ativos vinculados a áreas provadas não desenvolvidas	44	44
Saldo em 1º de janeiro de 2003	51	154
Aquisição da PEPISA	11	28
Depreciação e perda de valor na recuperação de ativos	(29)	-
Despesas de juros	-	43
Obrigações incorridas	114	114
Obrigações liquidadas	-	(14)
Ajuste acumulado de conversão	15	71
Saldo em 31 de dezembro de 2003	162	396

Fonte: Petrobras (2003, p. F-29).

Quadro 13 – Movimentação da provisão para abandono no 20-F 2003

As informações constantes do Quadro 13 referem-se à obrigação da Petrobras em demonstrar a conciliação ocorrida no início e final do exercício social, evidenciando as seguintes variações ocorridas: passivos incorridos no período atual; passivos quitados no período atual; despesas adicionais em função da atualização

da obrigação pela passagem do tempo; o valor dos ativos associados às reservas provadas desenvolvidas e às reservas provadas não desenvolvidas.

Feitos todos os ajustes, o valor em 31 de dezembro de 2003 dos ativos relacionados ao SFAS 143 somaram US\$ 162 milhões, enquanto que as obrigações ficaram em US\$ 396 milhões.

O parágrafo 27 do SFAS 143 exige que a entidade calcule e divulgue no início do primeiro exercício apresentado e no final de todos os outros dois exercícios apresentados, o valor do passivo das obrigações de baixa de ativos em bases *pró-forma*, como se o SFAS 143 tivesse sido aplicado durante todos os períodos reportados.

	Ativo (US\$ milhões)	Passivo (US\$ milhões)
Saldo em 31 de dezembro de 2001	-	1.588
Reversao da provisão	97	(1.333)
Provisão para abandono em 1º de janeiro de 2001	97	255
Depreciação acumulada	(2)	-
Obrigações liquidadas	-	(14)
Atualização para provisão, com base no valor presente líquido	-	33
Ajuste acumulado de conversão	(15)	(39)
Saldo em 1º de janeiro de 2001	80	235
Depreciação	(2)	-
Obrigações liquidadas	-	(30)
Atualização para provisão, com base no valor presente líquido	-	29
Ajuste acumulado de conversão	(27)	(80)
Saldo em 31 de dezembro de 2002	51	154

Fonte: Petrobras (2003, p. F-29).

Quadro 14 – Movimentação *pró-forma* da provisão para abandono no 20-F 2003

O Quadro 14 serviu para evidenciar que a Petrobras atendeu essa exigência, mostrando a movimentação *pró-forma* anual e não auditada, da provisão para abandono, caso o SFAS 143 tivesse sido adotado em 1º de janeiro de 2001, utilizando-se as taxas e premissas atuais de 2003.

	2002		2001	
	(em US\$ milhões)		(em US\$ milhões)	
	Reportado	Pró-forma (não auditado)	Reportado	Pró-forma (não auditado)
Receita operacional líquida	22.612	22.612	24.549	24.549
Custo das vendas	11.506	11.506	12.807	12.807
Depreciação, exaustão e amortização	1.930	1.651	1.729	1.649
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	435	464	404	437
Perda com ativos ("impairment")	75	75	145	145
Outros	(1.658)	(5.434)	(906)	(4.672)
Despesa com imposto de renda	(1.153)	(1.238)	(1.389)	(1.405)
Participação minoritária	232	232	88	88
Efeitos acumulados da mudança de prática contábil, líquido de impostos	-	-	-	816
Lucro líquido do exercício	2.311	2.476	3.491	4.338
Lucro básico e diluído por ação (em US\$ 1,00)	2,13	2,28	3,21	3,99

Fonte: Petrobras (2003, p. F-30).

Quadro 15 – Movimentação *pró-forma* do resultado consolidado no 20-F 2003

No Quadro 15, constam as “linhas” com as informações da Petrobras referentes à movimentação *pró-forma* anual e não auditada, que impactaram a demonstração do resultado das operações consolidadas.

Com isso, no exercício de 2003, a Petrobras atendeu todas as exigências de *disclosure* impostas pelo SFAS 143 e, ainda, apresentou as seguintes informações adicionais:

Os rendimentos básicos e diluídos por ação em 2003 foram afetados pela adoção do SFAS 143. Essa mudança dos princípios contábeis alterou os rendimentos básicos e diluídos de 2003 por ação, de US\$ 5,35 (antes do efeito mutativo nos princípios contábeis) para US\$ 5,98 (após o efeito mutativo nos princípios contábeis). PETROBRAS (2003, p. 5).

As informações do Formulário 20-F da Petrobras de 2003 que serviram de base para as análises realizadas constam do Anexo “B”.

7.2.4 Análise do Formulário 20-F da Petrobras de 2004

No Formulário 20-F de 2004 da Petrobras, a frequência com que o termo “SFAS 143” foi utilizado, reduziu de 28 para 17 vezes. Contudo, o termo “abandono” apareceu 48 vezes, contra as 32 vezes do 20-F de 2003.

Esse aumento foi decorrente da mudança das premissas utilizadas para se estimar o valor futuro das obrigações de baixa, gerando a divulgação de informações adicionais em 2004, além de esclarecer a importância das obrigações de baixa de ativos, em conformidade com o artigo 22, letra “a” do SFAS 143, como segue texto explicativo:

De acordo com diversos acordos, permissões e regulamentos, temos obrigações legais substanciais de remover equipamentos e restaurar o terreno ou leito do mar, no final das operações nos locais de produção. As nossas obrigações de remoção de ativos mais significativas envolvem a remoção e alienação de instalações de petróleo e gás *offshore*. Acumulamos os custos descontados estimados de desmontagem e remoção dessas instalações no momento da instalação dos ativos. Ainda estimamos custos com limpeza ambiental e atividades de remediação futuras, com base nas informações atuais a respeito dos custos e planos esperados de remediação. (PETROBRAS, 2004, p. 122). Grifo do autor.

Estimar os custos de remoção de ativos e remediação ambiental exige cálculos complexos que envolvem um julgamento sólido porque nossas obrigações se estendem no futuro e os contratos e regulamentos dão descrições e critérios pouco precisos de como devem ser as práticas de remoção e remediação, além do que as tecnologias e os custos de remoção de ativos estão sempre mudando, assim como as considerações políticas, ambientais, de segurança e públicas também. Em conseqüência, o tempo e as quantias para futuros fluxos de caixa estão sujeitos a uma incerteza significativa. Entretanto, devido ao tempo significativo para a data última de retirada, qualquer modificação em especificações tecnológicas, requerimentos legais ou outros assuntos não terá um efeito material adverso sobre nenhum período reportado. (PETROBRAS, 2004, p. 122). Grifo do autor.

Com essa nota, fica claro que a Petrobras está sujeita a normas que exigem o dispêndio de recursos relevantes para promover a remoção de seus ativos de longa duração ao final de um projeto de exploração e produção de petróleo. Além disso, a Petrobras reconhece que se estimar os valores futuros do abandono é uma tarefa complexa e, em função do grande horizonte de tempo, as premissas estarão sempre mudando.

Assim, considerando a dinâmica do mercado, a Petrobras revisou as premissas utilizadas no cálculo das estimativas dos custos de abandono, conforme extrato da nota explicativa a seguir:

No exercício de 2004, a Companhia efetuou uma revisão e ajuste de sua estimativa de gastos com futuro abandono de poços e desmantelamento de áreas de produção de óleo e gás com base em novas informações sobre a data esperada e estimativas de custo de abandono. As mudanças nas obrigações com custos de abandono referem-se principalmente às alterações nas estimativas de preços Brent, correlacionando os campos a uma vida útil mais longa. O resultado dessa revisão foi uma redução na provisão correspondente, no valor de US\$ 196 milhões, com ganhos reconhecidos no resultado na rubrica custos de exploração de petróleo e gás. (PETROBRAS, 2004, p. F-22). Grifo do autor.

A mudança implicou também na troca do método de cálculo do valor justo da obrigação. Passou-se do método do fluxo de caixa descontado (no qual se utiliza apenas um cenário e uma taxa de desconto compatível com o risco) para o método

do fluxo de caixa estimado (no qual múltiplos cenários de fluxos de caixa são utilizados para refletir faixas de resultados possíveis e que são descontados por uma taxa sem riscos ajustada ao crédito). Este posicionamento está de acordo com o artigo 8 do SFAS 143, que considera o método do fluxo de caixa estimado como o mais adequado para se calcular o valor justo da obrigação de baixa de ativos, quando se utilizam as técnicas de valor presente.

Com isso, o valor registrado da provisão para abandono sofreu uma redução da ordem de US\$ 196 milhões, sendo que no ativo a redução foi de cerca de US\$ 43 milhões. Feitos todos os ajustes, inclusive com o registro de novas obrigações no valor de US\$ 158 milhões e atualização do passivo já constituído em US\$ 33 milhões, o valor agregado dos custos estimados para promoção da remoção do ativo e remediação ambiental, em 31 de dezembro de 2004, somaram US\$ 403 milhões, conforme mostra o Quadro 16.

É importante observar em relação às novas obrigações constituídas, que as mesmas não foram segregadas de acordo com as reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas, como ocorreu em 2003.

	Ativo (US\$ milhões)	Passivo (US\$ milhões)
Saldo em 31 de dezembro de 2003	162	396
Depreciação e perda de valor na recuperação de ativos	(13)	-
Despesas de juros	-	33
Obrigações incorridas	158	158
Obrigações liquidadas	-	(14)
Reversão da provisão	(43)	(196)
Ajuste acumulado de conversão	18	26
Saldo em 31 de dezembro de 2004	282	403

Fonte: Petrobras (2004, p. F-35).

Quadro 16– Movimentação da provisão para abandono no 20-F 2004

Constam ainda das notas explicativas do Formulário 20-F 2004 da Petrobras, as informações *pró-forma e não auditadas*, da movimentação anual do resultado das operações consolidados, caso o SFAS 143 fosse adotado no início do exercício de 2002. Na verdade, essas informações foram divulgadas no Formulário 20-F de 2003 e reveladas novamente para retificar a linha “outros” – US\$ 1.658 no 20-F de 2003. O novo valor encontra-se no Quadro 17, a seguir.

	2002	
	Reportado	Pró-forma (não auditado)
Receita operacional líquida	22.612	22.612
Custo das vendas	11.506	11.506
Depreciação, exaustão e amortização	1.930	1.651
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	435	464
Perda com ativos ("impairment")	75	75
Outros	(5.434)	(5.434)
Despesa com imposto de renda	(1.153)	(1.238)
Participação minoritária	232	232
Lucro líquido do exercício	2.311	2.476
Lucro básico e diluído por ação (em US\$ 1,00)	2,13	2,28

Fonte: Petrobras (2003, p. F-30).

Quadro 17 – Movimentação *pró-forma* do resultado consolidado no 20-F 2004

Além das informações constantes do Quadro 13, seguindo as obrigações de *disclosure* imposta pelo SFAS 143, a Petrobras divulgou as seguintes informações adicionais:

- a) A informação de que a avaliação das obrigações com abandono de ativos é efetuada com base nas leis e regulamentações atualmente em vigor, na tecnologia existente e nas estimativas de custos específicos das áreas e de que, novamente, não existem restrições legais quanto aos ativos a serem utilizados para liquidar obrigações com remoção de ativos. (PETROBRAS, 2004, p. F-35).
- b) A análise da norma FIN 47 emitida pelo FASB em março de 2005. Segundo a Petrobras (2004, p. F-32), a FIN 47 esclarece o termo "obrigação condicional com abandono de ativos" utilizado no SFAS 143 a fim de evitar divergências de práticas contábeis relativamente ao efeito das incertezas quanto ao momento e/ou método de liquidação condicionados a um evento futuro para o reconhecimento do valor justo de um passivo relativo a uma obrigação com remoção de ativos.

A FIN 47 esclarece, ainda, o momento em que uma empresa teria informações suficientes para estimar de maneira razoável o valor justo de uma obrigação com remoção de ativos. "A Petrobras acredita que a adoção da FIN 47 não tenha um impacto significativo em sua posição financeira ou no resultado de suas operações quando passar a vigorar em 31 de dezembro de 2005." (PETROBRAS, 2004, p. F-35).

Por fim, a Petrobras divulga que os custos de exploração, incluindo poços exploratórios secos, aumentaram 19,7% em 2004, passando a US\$ 613 milhões, contra US\$ 512 milhões em 2003. Entretanto, esse aumento foi freado pela diminuição de US\$ 196 milhões resultantes da mudança nas premissas para se estimar os custos de dismantelar áreas de produção de petróleo e gás e futuro abandono de poços. (PETROBRAS, 2004, p. 98).

As informações do Formulário 20-F da Petrobras de 2004 que serviram de base para as análises realizadas constam do Anexo “C”.

7.2.5 Análise do Formulário 20-F da Petrobras de 2005

A ocorrência dos termos “SFAS 143” e “abandono” no Formulário 20-F de 2005 da Petrobras, teve frequência menor do que o observado no 20-F de 2004. O termo “SFAS 143” foi utilizado 14 vezes, enquanto o termo “abandono” apareceu 23 vezes (48 vezes em 2004).

De modo geral, as informações divulgadas pela Petrobras em 2005 não foram diferentes daquelas divulgadas em 2004 e analisadas no item anterior.

Aspecto relevante a se destacar refere-se à nova revisão nas estimativas de custos para abandono de áreas produtoras de petróleo e gás realizadas pela Petrobras em 2005. As justificativas utilizadas foram as mesmas apresentadas no Formulário 20-F 2004.

Em 2005, a revisão nas estimativas gerou uma redução na provisão para abandono da ordem de US\$ 21 milhões. Tal redução gerou um ganho registrado no resultado de 2005 na rubrica “custos exploratórios para extração de petróleo e gás”. A revisão impactou também o ativo, que foi reduzido em US\$ 32 milhões.

Essa movimentação pode ser observada na conciliação imposta pelo artigo 22, letra “c” do SFAS e divulgada pela Petrobras, de acordo com o Quadro 18 a seguir:

	Ativo (US\$ milhões)	Passivo (US\$ milhões)
Saldo em 31 de dezembro de 2004	282	403
Depreciação e perda de valor na recuperação de ativos	(40)	-
Despesas de juros	-	46
Obrigações incorridas	356	356
Obrigações liquidadas	-	(4)
Reversão da provisão	(32)	(21)
Ajuste acumulado de conversão	47	62
Saldo em 31 de dezembro de 2005	613	842

Fonte: Petrobras (2005, p. F-32).

Quadro 18 – Movimentação da provisão para abandono no 20-F 2005

Assim, o montante acumulado das obrigações de baixa de ativos de longa duração registrados pela Petrobras somaram US\$ 842 milhões em 31 de dezembro de 2005, enquanto que o valor histórico dos ativos causadores das obrigações futuras atingiram US\$ 613 milhões.

As informações do Formulário 20-F da Petrobras de 2005 e que serviram de base para as análises realizadas constam do Anexo “D”.

Algumas análises interessantes podem ser realizadas, desde do início da vigência do SFAS 143 na Petrobras:

- (a) O valor do passivo (provisão para abandono) sofreu um aumento da ordem de 447% (US\$ 154 milhões em 1º de janeiro de 2003 e US\$ 842 milhões em 31 de dezembro de 2005);
- (b) Só em 2005, o valor da provisão para abandono cresceu em 125%, quando comparado com 2004;
- (c) O valor do ativo (valor histórico dos ativos geradores da obrigação) sofreu um aumento da ordem de 1.102% (US\$ 51 milhões em 1º de janeiro de 2003 e US\$ 613 milhões em 31 de dezembro de 2005);

Esses aumentos são justificados à medida que nos últimos anos a Petrobras vem investindo em exploração e produção de petróleo e gás cada vez mais pesadamente, visando tornar-se uma empresa de energia líder na América Latina e com forte presença internacional. (PETROBRAS, 2005, p. 26)

Os valores ativados de investimentos realizados nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás, podem ser observados no Quando 19, a seguir:

	2002	2003	2004	2005
Reservas de petróleo de gás não provadas	875	1.903	1.684	2.061
Reservas de petróleo de gás provadas	11.241	15.759	18.722	23.108
Equipamentos de suporte	8.077	10.852	11.399	11.789
Custos capitalizados	20.193	28.514	31.805	36.958
Depreciação e exaustão	(11.223)	(13.288)	(14.166)	(16.841)
Imobilizado em andamento	3.476	4.817	6.136	9.553
Outros	-	78	-	-
Custos capitalizados, líquidos	12.446	20.121	23.775	29.670

Fonte: Petrobras (2005, p. F-139; 2003, p. F-127).

Quadro 19 – Custos capitalizados relativos às atividades de E&P

O montante dos gastos com E&P ativados pela Petrobras antes da vigência do SFAS 143 somou, em valores líquidos, US\$ 12.446 milhões em 31 de dezembro de 2002. Esse montante passou para US\$ 29.670 milhões em 2005, com variação percentual de 138%. Com isso, as provisões para abandono seguiram essa tendência, com perspectivas de aumentar ainda mais quando se observa o volume acumulado em imobilizados em andamento e que serão transferidos para o imobilizado definitivo (fato gerador do custo de abandono) no futuro próximo.

7.2.6 Sumário dos Efeitos do SFAS 143 na Petrobras

A Petrobras adotou o SFAS 143 a partir de 1º de janeiro de 2003. O primeiro efeito da norma foi a reversão da provisão para abandono, até então constituída de acordo com o SFAS 19, no valor de US\$ 1.166 milhões, o que ocasionou um efeito positivo líquido no resultado da ordem de US\$ 697 milhões. O montante acumulado da provisão para abandono da Petrobras, de 2003 até 2005, monta em US\$ 842 milhões.

Eliminou-se a possibilidade da ocorrência do chamado “valor residual negativo” para os ativos vinculados às obrigações de baixa. Pelo SFAS 143, a contrapartida da provisão para abandono passou a compor o valor histórico do ativo originador da obrigação futura. O montante ativado pela Petrobras, de 2003 até 2005, monta em US\$ 613 milhões.

Os parágrafos 22 e 27 do SFAS 143 exigem das empresas a divulgação de informações relacionadas à obrigação de baixa de ativos. O Quadro 20 a seguir, evidencia a aderência da Petrobras às exigências de *disclosure* imposta pelo SFAS 143.

Por fim, constatou-se que a Petrobras utilizou o método do fluxo de caixa descontado para estimar o valor justo das obrigações futuras em 2003 e que nos exercícios seguintes passou a utilizar o método do fluxo de caixa esperado. Em nenhum dos anos analisados se observou a divulgação da taxa de juros livre de risco utilizada para descontar os fluxos a valor presente, qual o horizonte de tempo das estimativas e qual o valor futuro da obrigação.

7.3 O CASO DA EMPRESA SHELL

Para aferir os efeitos da adoção do SFAS 143 na Shell, primeiramente buscou-se conhecê-la e posicioná-la no cenário mundial. Posteriormente, os Formulários 20-F publicados pela empresa no período de 2002 a 2005 foram analisados, com as informações que trataram do SFAS 143 nas notas explicativas descritas a seguir, além da indicação da frequência com que os termos “FAS 143” e “decommissioning” apareceram.

As citações das notas explicativas são decorrentes da tradução livre do autor da versão em inglês dos Formulários 20-F's da empresa.

7.3.1 Apresentação da Empresa

A Shell tem suas origens em 1833, numa pequena loja de antiguidades e objetos exóticos, em Londres. Marcus Samuel, o dono da loja, expandiu seus negócios, a ponto de crescer o suficiente para se transformar numa empresa de importação e exportação. Ao saber da descoberta de petróleo no Texas, em 1901, Marcus Samuel conseguiu vencer a concorrência para transportá-lo e distribuí-lo na Europa. Sua empresa, a Shell Transport, foi a primeira companhia de petróleo a ter fontes mundiais de produção, o que garantia seu abastecimento de gasolina, querosene e óleo combustível. (SHELL, 2006).

Em 1890, a NV Koninklijke Nederlandsche Maatschappij tot Exploitatie van Petroleum-bronnen in Nederlandsch-Indie foi fundada para operar um campo de petróleo em Sumatra. A empresa de nome gigantesco tinha, em 1892, apenas um

oleoduto e uma refinaria. Para facilitar seu relacionamento comercial, passou a chamar-se Royal Dutch Petroleum Company. (SHELL, 2006).

Uma série de contratempos envolvendo a Shell Transport e a Royal Dutch Petroleum Company, além da forte concorrência empregada pela companhia Standard Oil, levaram as duas empresas à fusão em 1907, com o nome de Royal Dutch/Shell Group of Companies. A Royal Dutch saía fortalecida, pois era rica em gasolina e a Shell possuía óleo combustível. A partir de então, a empresa expandiu suas atividades cada vez mais ao redor do mundo e tornou-se uma das mais importantes companhias globais de energia. O Grupo Shell explora, produz e refina petróleo, além de produzir e transportar gás. Fabrica produtos químicos e investe na pesquisa e viabilidade de fontes de energia renováveis. (SHELL, 2006).

A Shell é uma sociedade de capital aberto, de controle privado, sendo suas ações e ADR's listadas ou cotadas nos seguintes mercados: Bolsa de Valores de Londres; Bolsa de Valores de Amsterdam e na Bolsa de Valores de Nova Iorque.

Segundo os critérios do anuário *Petroleum Intelligent Weekly*, a Shell ocupa o 6º lugar dentre as maiores companhias de petróleo do mundo. Em 2005, a empresa atingiu um faturamento bruto de US\$ 306.731 milhões (aumento de 15,1% em relação ao ano anterior) e lucro líquido de US\$ 26.261 milhões. O patrimônio líquido totalizou US\$ 97.924 milhões, enquanto que os ativos totais somaram US\$ 219.516 milhões, sendo que os aplicados no seguimento de E&P atingiram US\$ 54.544 milhões, ou 24,8% dos ativos totais. O número de empregados em 31/12/2005 era de 109.000 pessoas espalhadas por mais de 145 países. (SHELL, 2005).

Em relação a seus pares ao redor do mundo, a Shell está posicionada em relação aos principais critérios de comparação, conforme demonstrado no Quadro 22 a seguir:

Critério	Geral	Ativos Totais	Ativos de E&P	Patrimônio Líquido	Receitas Brutas	Vendas E&P (barris/dia)	Lucro Líquido	Nº de Empregados
Posição no Ranking	6º	3º	3º	2º	2º	4º	2º	8º

Fonte: Petroleum Intelligence Weekly (PIW), 2006.

Quadro 22 – Posicionamento da Shell no Mundo em 2006

7.3.2 Análise do Formulário 20-F da Shell de 2002

A análise do Formulário 20-F da Shell do ano de 2002, mostra que a empresa, antes do SFAS 143 já reconhecia os custos de abandono (*decommissioning costs*). De acordo com a empresa, “as companhias do grupo estão presentes em mais de 145 países espalhados pelo mundo, onde estão sujeitas a uma variedade de leis, regulamentos e exigências de divulgação” (SHELL, 2002, p. 61).

Dessa forma, as estimativas dos custos de descomissionamento e restauração são baseadas nas tecnologias, nos níveis de preços e nas exigências atuais. Em relação às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, a Shell informa que:

as estimativas dos custos são estabelecidas sobre a vida das reservas provadas desenvolvidas, com base nas unidades produzidas. O registro da obrigação é refletido como provisão na Demonstração de Ativos e Passivos. Para outras atividades, as estimativas dos custos são estabelecidas sobre a vida remanescente do ativo, em base linear sobre a obrigação, na existência clara de uma obrigação legal ou construtiva e se o montante possa ser estimada razoavelmente. (SHELL, 2002, p. G13). Grifo do autor.

De acordo com essa passagem do 20-F de 2002, não fica claro se a contrapartida do reconhecimento da provisão é no Ativo (como depreciação/amortização acumulada) ou no Resultado (como Despesa). Independentemente, a Shell reportou em seu Formulário 20-F, que o montante da provisão para futuro descomissionamento e restauração de áreas, incluindo as plataformas, era de US\$ 3.528 milhões (US\$ 2.615 milhões em 2001).

Como a provisão é reconhecida com base nas unidades produzidas ou de forma linear, pelo prazo remanescente do bem, a Shell reportou uma informação relevante: o valor futuro da obrigação com restauração de áreas e remoção dos ativos. De acordo com a Shell, “para efeito do cálculo da provisão dos custos de descomissionamento e restauração, a estimativa total da obrigação foi de US\$ 5,2 bilhões até 31 de dezembro de 2002 (2001: US\$ 4,3 bilhões). Tais estimativas estão sujeitas a várias regulamentações e ao desenvolvimento de novas tecnologias.” (SHELL, 2002, p. G32).

Por fim, a Shell faz referência ao SFAS 143, no sentido que a norma exigirá o reconhecimento do passivo em bases descontadas no momento em que ele incorre, junto com o valor do ativo originador e que esta norma afetará a companhia no exercício de 2003. Nenhuma outra nota fez referência ao SFAS 143. Ao todo, os termos “FAS 143” e “decommissioning” foram referenciados no Formulário 20-F de 2002 apenas uma e quatorze vezes, respectivamente.

As informações do Formulário 20-F da Shell de 2002 que serviram de base para as análises realizadas constam do Anexo “E”.

7.3.3 Análise do Formulário 20-F da Shell de 2003

Os efeitos do SFAS 143 passaram a valer para Shell a partir de 1º de janeiro de 2003. A análise da frequência com que os termos-chave foram referenciados no 20-F mostra que a Shell fez apenas duas referências ao termo “FAS 143”, enquanto que o termo “decommissioning” apareceu dezessete vezes.

De modo geral, a forma como a Shell tratou da questão do custo de abandono no seu Formulário 20-F de 2003, não diferiu muito em 2002. Novamente a empresa esclarece que atua em várias partes do mundo e que em função disso está sujeita a diversas regulamentações, leis e exigências de divulgação em relação aos custos ambientais e de descomissionamento.

Sobre o SFAS 143, a Shell reportou a seguinte informação no item referente à mudança de política contábil:

O FAS 143 (Obrigação de Baixa de Ativos) exige que o valor justo de uma obrigação de baixar ativos seja reconhecido no período em que é incorrido, se uma estimativa do valor justo possa ser feita. Os custos da obrigação de baixa de ativo são capitalizados como parte do valor histórico do ativo fixo. (SHELL, 2003, p. G13).

Em função disso, a Shell alterou a nota referente aos custos ambientais e de descomissionamento para considerar as estimativas dos custos ambientais e de descomissionamento pelo valor justo e capitalizar os custos associados com baixa de ativos como parte do valor histórico do ativo originador da obrigação:

Em relação às atividades de produção de petróleo e gás, o cálculo do valor justo de uma obrigação está baseado na vida econômica do ativo de produção e descontado usando a taxa livre de risco ajustada ao nível de crédito do Grupo. Para os ativos fixos tangíveis que não estão diretamente associados com reservas minerais, um passivo, se existir uma obrigação legal ou construtiva clara, é reconhecida no período em que uma estimativa razoável do valor justo possa ser feita. (SHELL, p. G12).

Como efeito da nova norma, a Shell reportou que houve um crédito no resultado de US\$ 255 milhões, depois do imposto de renda, os quais foram reportados como efeito cumulativo de mudanças de práticas contábeis. O principal impacto nos ativos líquidos foi um aumento nos ativos tangíveis fixos de meio bilhão de dólares e um aumento no imposto de renda diferido de cerca de US\$ 234 milhões (página G17). (SHELL, p. G13).

Já sob a vigência do SFAS 143, a Shell reportou US\$ 4.044 milhões como obrigações relacionadas aos custos de descomissionamento e restauração, incluindo as plataformas, conforme conciliação dos valores apresentados abaixo:

	US\$ milhões		
Custos de Descomissionamento e Restauração	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2003	71	3.528	3.599
Efeitos cumulativos da mudança de prática contábil	108	(102)	6
Obrigações incorridas	-	174	174
Obrigações liquidadas	(106)	(37)	(143)
Despesas de juros	-	49	49
Reclassificações	12	12	24
Ajuste acumulado de conversão	4	331	335
Saldo em 31 de dezembro de 2003	89	3.955	4.044

Fonte: Shell (2003, p. G30).

Quadro 23 – Movimentação da provisão para abandono no 20-F 2003.

As informações divulgadas pela Shell em 2003 apresentam maior poder informacional ao revelar os valores da obrigação de baixa de curto e de longo prazo, contudo, não fica claro o movimento ocorrido no ativo. A Shell não divulgou, pelo menos não se conseguiu identificar de forma explícita, as informações *pró-forma* para os anos de 2001 e 2002, como demanda o parágrafo 27 do SFAS 143.

Como já vinha fazendo nos exercícios anteriores, a Shell reportou o valor dos seus custos futuros de abandono: “para propósito do cálculo da provisão dos custos de descomissionamento e restauração, a estimativa total da obrigação é de US\$ 7,5 bilhões em 31 de dezembro de 2003 (2002: US\$ 5,2 bilhões).” (SHELL, 2003, p. G30).

Outra informação adicional divulgada pela Shell diz respeito da taxa livre de risco utilizada para descontar os fluxos de caixa a valor presente:

Em relação aos custos de descomissionamento e restauração, a taxa de juros utilizada para descontar os fluxos de caixa estimados são revisados pelo menos anualmente. A taxa de juros usada para determinar a obrigação no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2003 foi de 6%. (SHELL, 2003, p. 67). Grifo do autor.

Por fim, com vistas a entender como a Shell tratava do custo de abandono antes da vigência do SFAS 143, recorreremos à informação reportada pela empresa de no exercício de 2002, os custos com abandono somaram US\$ 3.599 milhões usando a abordagem de mensuração pela acumulação de custos. (SHELL, 2003, p. 65).

A abordagem de acumulação de custos é uma quantificação que inclui alguns dos custos que uma entidade incorreria para construir um ativo ou quitar um passivo (SFAS, 143). Tendo em vista que essa abordagem não foi discutida na parte teórica deste estudo, fazem-se necessárias algumas considerações.

De acordo com o FASB, no item B38 do SFAS 143, a quantificação por acumulação de custos, tenta capturar os custos (por exemplo, custos incrementais) que a entidade antecipa e que ocorrerão na quitação do passivo em seu prazo esperado. Contudo, essa quantificação é diferente da quantificação pelo valor justo, porque exclui premissas relacionadas a um prêmio de risco, despesas de administração e outros custos internos, além de quaisquer outras premissas que os participantes do mercado fariam do fluxo de caixa estimado, tal como a margem de lucro com base no mercado.

Quando a minuta do SFAS 143 estava em audiência pública, a maioria dos entrevistados não concordou com a decisão do FASB em exigir que o passivo de uma obrigação por baixa de ativo fosse inicialmente quantificado pelo valor justo. O argumento era de que, na maior parte dos casos, a entidade quita a obrigação de baixa futura com recursos internos, em vez de contratar um terceiro e, dessa forma, o objetivo de quantificação do valor justo não forneceria uma estimativa razoável dos custos que a entidade esperaria incorrer para quitar a obrigação. Além disso, os entrevistados declararam que o objetivo de quantificação do valor justo superavaliaria os ativos e passivos da entidade e resultaria em um ganho declarado

pela quitação da obrigação. Por essas razões, a maior parte dos entrevistados declarou que o FASB deveria adotar um método de acumulação de custos. (SFAS 143, B39).

O FASB até considerou o método de acumulação de custos na Declaração de Conceitos nº 7, mas o próprio FASB observou que houve vários problemas com aquele método, em resumo: (a) as quantificações por acumulação de custos são convenções contábeis e não tentativas de reproduzir as transações de mercado, por isso qualquer tentativa teria de ser inevitavelmente baseada em regras essencialmente arbitrárias; (b) as quantificações por acumulação de custos são inerentes a objetivos direcionados e, portanto carecem de comparabilidade. Uma entidade pode esperar quitar todas as suas obrigações por baixa de ativos utilizando recursos internos. Uma outra pode esperar utilizar recursos internos e terceirizados. Uma outra pode esperar terceirizar a quitação de todas as suas obrigações. Todos os três poderiam descrever as quantificações resultantes como “acumulação de custos”, porém os resultados dificilmente seriam comparáveis; e (c) as quantificações por acumulação de custos apresentam um “valor” no balanço patrimonial que uma entidade não aceitaria em uma transação de troca. Um terceiro não assumiria de bom grado uma obrigação por baixa de ativo a um valor igual à quantificação por acumulação de custos. Tal terceiro incluiria uma margem para o risco envolvido e uma margem de lucro para executar o serviço. (SFAS, 143, B40).

Neste contexto, o FASB acredita que o valor de um passivo é o mesmo, não importando como uma entidade pretende quitá-lo (salvo se as entidades tiverem diferentes posições de crédito) e que a relativa eficiência de uma entidade na quitação de um passivo utilizando recursos internos (isto é, a margem de lucro da entidade), estaria refletida no curso da sua quitação e não antes. Assim, o valor justo seria o mais apropriado, pois se a quantificação do passivo não incluir o valor total dos custos necessários pelo mercado para quitá-lo, incluindo uma margem de lucro normal mais um prêmio pelo risco, os “lucros” seriam reconhecidos prematuramente. (SFAS, 143, B41).

Com isso, é possível inferir que antes do SFAS 143, a contrapartida da constituição da provisão para abandono da Shell era considerada no resultado como despesa e não como montante da depreciação/amortização acumulada, como analisado anteriormente no caso da Petrobras.

Esse entendimento ficar claro ao se observar a nota 25 do 20-F 2003, onde consta que somente no ano de 2003, os custos de baixas foram considerados no valor dos custos capitalizados das reservas provadas, bem como no montante da depreciação acumulada, conforme pode ser observado na Ilustração 31.

25 Oil and gas exploration and production activities
(a) Capitalised costs

Fonte: Shell (2003, p. G23).

Ilustração 31 – Custos Capitalizados da Shell em 2003

As informações do Formulário 20-F da Shell de 2003 que serviram de base para as análises realizadas constam do Anexo “F”.

7.3.4 Análise do Formulário 20-F da Shell de 2004

No Formulário 20-F de 2004 da Shell, o termo “SFAS 143” foi referenciado três vezes, enquanto que o termo “descommissioning” apareceu dezessete vezes, mesma frequência que no relatório de 2003.

A maior novidade sobre o SFAS 143 e divulgada em 2004, foi à revisão das estimativas dos custos de descomissionamento e restauração. De acordo com a Shell:

a revisão nas estimativas dos custos de descomissionamento e restauração durante 2004 foi baseada na experiência e tecnologia atuais e resultou num aumento de aproximadamente US\$ 1,1 bilhão, tanto na provisão quanto no ativo tangível fixo correspondente. (SHELL, 2004, p. G23).

Com isso, o valor registrado em 2004 da provisão para abandono ficou em US\$ 5.894 milhões, o que correspondeu a um crescimento de 45,7% quando comparado com 2003. Em relação ao valor futuro, a Shell reportou como estimativa dos custos de abandono o valor total de US\$ 9,8 bilhões. A taxa livre de risco utilizada para descontar os fluxos de caixa a valor presente permaneceu em 6%.

Custos de Descomissionamento e Restauração	US\$ milhões		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2004	89	3.955	4.044
Efeitos cumulativos da mudança de prática contábil	-	-	-
Obrigações incorridas	6	291	297
Obrigações liquidadas	(77)	(18)	(95)
Despesas de juros	-	284	284
Reclassificações	160	912	1.072
Ajuste acumulado de conversão	7	285	292
Saldo em 31 de dezembro de 2004	185	5.709	5.894

Fonte: Shell (2004, p. G29).

Quadro 24 – Movimentação da provisão para abandono no 20-F 2004.

Nenhuma informação foi divulgada referente a publicado do FIN 47. As informações do Formulário 20-F da Shell de 2004 que serviram de base para as análises realizadas constam do Anexo “G”.

7.3.5 Análise do Formulário 20-F da Shell de 2005

A ocorrência dos termos “FAS 143” e “decommissioning” no Formulário 20-F de 2005 da Shell, teve frequência menor do que o observado no 20-F de 2004. O termo “FAS 143” não foi citado nenhuma vez, enquanto o termo “decommissioning” apareceu quatorze vezes.

De modo geral, as informações reveladas pela Shell em 2005 não foram diferentes daquelas divulgadas em 2004 e analisadas no item anterior.

Aspecto relevante a se destacar refere-se à conciliação dos valores referentes aos custos de descomissionamento e restauração, no qual os valores de 2004

reportados no 20-F de 2005 diferiram daqueles divulgados no 20-F de 2004, conforme pode ser observado na movimentação dos valores da provisão, de acordo com o Quadro 25 a seguir:

Custos de Descomissionamento e Restauração	US\$ milhões		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2004	73	3.527	3.600
Obrigações incorridas	-	277	277
Reversão da provisão	(60)	(18)	(78)
Despesas de juros	-	265	265
Reclassificações	148	929	1.077
Ajuste acumulado de conversão	6	250	256
Saldo em 31 de dezembro de 2004	167	5.230	5.397
Obrigações incorridas	34	385	419
Reversão da provisão	(63)	(21)	(84)
Despesas de juros	-	320	320
Reclassificações	105	156	261
Ajuste acumulado de conversão	(10)	(378)	(388)
Saldo em 31 de dezembro de 2005	233	5.692	5.925

Fonte: Shell (2005, p. 134).

Quadro 25 – Movimentação da provisão para abandono no 20-F 2005

Assim, o montante acumulado das obrigações de baixa de ativos de longa duração registrados pela Shell somou US\$ 5.925 milhões em 31 de dezembro de 2005. O valor de novas obrigações foi da ordem de US\$ 419 milhões.

Constam do Quadro 25, reversões e reclassificações ocorridas em 2005, mas não se encontrou no 20-F divulgado qualquer detalhamento dessa movimentação. Da mesma forma, no 20-F de 2004, foi divulgado um montante de US\$ 5.894 milhões em provisão para abandono, enquanto que no 20-F de 2005 o valor divulgado foi US\$ 497 milhões menor, ou seja, US\$ 5.397 milhões, e novamente nenhum detalhamento dessa movimentação foi divulgado. É provável que essas mudanças tenham sido decorrentes da revisão das estimativas ocorridas em 2004.

Em relação ao valor futuro, a Shell reportou como estimativa dos custos de abandono o valor total de US\$ 10,5 bilhões. A taxa livre de risco utilizada para descontar os fluxos de caixas a valor presente permaneceu em 6%.

As informações do Formulário 20-F da Shell de 2005 que serviram de base para as análises realizadas constam do Anexo “H”.

Algumas análises interessantes podem ser realizadas, desde do início da vigência do SFAS 143 na Shell:

- (a) O valor do passivo (provisão para abandono) sofreu um aumento da ordem de 64,6% (US\$ 3.599 milhões em 1º de janeiro de 2003 e US\$ 5.925 milhões em 31 de dezembro de 2005);
- (b) O aumento da provisão de 2002 para 2003 foi de 12,3% e de 2004 para 2005, de 9,8%. Só no período de 2003 para 2004, que a variação foi maior, ficando em 50%. Isso decorreu em função da revisão das estimativas. Assim, as variações mostram que os valores reconhecidos pela Shell antes da vigência do SFAS 143 estavam, de certa forma, alinhados com as estimativas da obrigação futura considerando o cenário normativo atual;
- (c) Os valores da provisão para abandono reportados em US GAAP foram os mesmos divulgados pelo Netherlands GAAP e UK GAAP.
- (d) A Shell não divulgou a existência de ativos restritos e destinados exclusivamente a quitação das obrigações de baixa.

7.3.6 Sumário dos Efeitos do SFAS 143 na Shell

A Shell adotou o SFAS 143 a partir de 1º de janeiro de 2003. O primeiro efeito da norma foi um crédito no resultado de US\$ 255 milhões. Antes do SFAS 143, a Shell utilizava o método de acumulação de custos para quantificar as estimativas futuras dos custos de descomissionamento e restauração. Nessa sistemática, a contrapartida da provisão era no resultado, como uma despesa. Pelo SFAS 143, a contrapartida da provisão para abandono passou a compor o valor histórico do ativo originador da obrigação futura. O montante capitalizado pela Shell, de 2003 até 2005, monta em US\$ 870 milhões.

O montante acumulado, em bases descontadas, da provisão para abandono da Shell até 2005, monta em US\$ 5.925 milhões. Considerando o valor futuro da obrigação, a Shell reportou que a mesma é de US\$ 10,5 bilhões.

Os parágrafos 22 e 27 do SFAS 143 exigem das empresas a divulgação de informações relacionadas à obrigação de baixa de ativos. O Quadro 26 a seguir, evidencia a aderência da Shell às exigências de *disclosure* imposta pelo SFAS 143.

Divulgação de Informações Obrigatórias	2003	2004	2005
a) Descrição Geral das Obrigações de Baixa	SIM	SIM	SIM
b) Existência de Ativos Restritos	NÃO	NÃO	NÃO
c) Conciliação dos Valores	SIM	SIM	SIM
c.1) Passivos Incorridos no Período	SIM	SIM	SIM
c.2) Passivos Quitados	SIM	SIM	SIM
c.3) Atualização do Passivo (Juros)	SIM	SIM	SIM
c.4) Revisões das Estimativas	N/A	SIM	N/A
d) Informações Pró-Forma	NÃO	N/A	N/A
e) Impossibilidade Estimar Valor das Obrigações de Baixa	N/A	N/A	N/A

Fonte: Shell (2003; 2004; 2005).

N/A - Não Aplicado.

Quadro 26 – Aderência da Shell às exigências do SFAS 143

Em relação às informações obrigatórias, a Shell atendeu parcialmente os requisitos do SFAS 143, no período de 2003 a 2005. Não verificou em nenhum dos períodos analisados e referência da existência ou não de restrições em relação a ativos destinados exclusivamente a quitação da obrigação, da mesma forma que no exercício de 2003, não se constatou a divulgação *pró-forma* como se o SFAS estivesse sido adotado em 2001.

Analisou-se também a divulgação de informações adicionais que se julgou relevante para o entendimento da questão relacionada às obrigações de baixa de ativos. As análises das informações adicionais constam do Quadro 27, a seguir:

Divulgação de Informações Adicionais	2003	2004	2005
a) Linha específica no Balanço	SIM	SIM	SIM
b) Linha específica no Resultado	NÃO	NÃO	NÃO
c) Método para Estimar o Valor Justo	SIM	SIM	SIM
d) Taxa de Juros Livre de Risco Utilizada	SIM	SIM	SIM
e) Valor Futuro da Obrigação	SIM	SIM	SIM
f) Prazo do Fluxo de Caixa	NÃO	NÃO	NÃO
g) Segregação entre o Custo de Abandono Vinculado às Reservas Provadas Desenvolvidas e Não Desenvolvidas	NÃO	NÃO	NÃO
h) Valor da Depreciação/Amortização dos Custos de Abandono Ativados	SIM	SIM	SIM
i) Frequência do Termo "SFAS 143"	2	3	0
j) Frequência do Termo "Decommissioning"	17	17	14

Fonte: Shell (2003; 2004; 2005).

Quadro 27 – Divulgação de informações adicionais da Shell referentes ao SFAS 143

A informação adicional mais relevante reportada pela Shell, diz respeito da divulgação do valor futuro da obrigação e a taxa de juros livre de risco utilizada para descontar essa obrigação futura a valor presente. Tal informação é extremamente relevante para o investidor à medida que se podem analisar as perspectivas de saída de caixa da empresa nos próximos anos.

Por fim, constatou-se que os termos “SFAS 143” e “descommissioning” tiveram frequência de citação relativamente baixo.

7.4 RESUMO COMPARATIVO DOS RESULTADOS DA PETROBRAS E SHELL

O Quadro 28 mostra a aderência da Petrobras e da Shell às exigências impostas pelo SFAS 143. De acordo com as informações analisadas, a Petrobras atendeu todas as exigências do SFAS 143, enquanto que a Shell atendeu parcialmente, ao não divulgar em bases *pró-forma* no exercício de 2003 os efeitos do SFAS 143 caso o mesmo fosse adotado em 2001. Além disso não existe informação da existência de ativos exclusivamente destinados à quitação da obrigação.

Divulgação de Informações Obrigatórias	2003		2004		2005	
	Petrobras	Shell	Petrobras	Shell	Petrobras	Shell
a) Descrição Geral das Obrigações de Baixa	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
b) Existência de Ativos Restritos	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO
c) Conciliação dos Valores	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
c.1) Passivos Incorridos no Período	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
c.2) Passivos Quitados	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
c.3) Atualização do Passivo (Juros)	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
c.4) Revisões das Estimativas	N/A	N/A	SIM	SIM	SIM	N/A
d) Informações Pró-Forma	SIM	NÃO	SIM	N/A	N/A	N/A
e) Impossibilidade Estimar Valor das Obrigações de Baixa	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Fonte: Petrobras (2003; 2004; 2005); Shell (2003; 2004; 2005).

N/A - Não Aplicado.

Quadro 28 – Comparação da aderência da Petrobras e Shell às exigências do SFAS 143

Em relação às informações adicionais, tanto a Petrobras quanto a Shell apresentam uma linha específica no balanço patrimonial para divulgar o valor da provisão para abandono. O mesmo não acontecendo na demonstração de resultados. O Quadro 29 a seguir mostra a comparação entre a Petrobras e Shell em relação às informações adicionais.

Divulgação de Informações Adicionais	2003		2004		2005	
	Petrobras	Shell	Petrobras	Shell	Petrobras	Shell
a) Linha específica no Balanço	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
b) Linha específica no Resultado	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
c) Método para Estimar o Valor Justo	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
d) Taxa de Juros Livre de Risco Utilizada	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM
e) Valor Futuro da Obrigação	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM
f) Prazo do Fluxo de Caixa	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
g) Segregação entre o Custo de Abandono Vinculado às Reservas Provadas Desenvolvidas e Não Desenvolvidas	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
h) Valor da Depreciação/Amortização dos Custos de Abandono Ativados	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
i) Frequência do Termo "SFAS 143"	28	2	17	3	14	0
j) Frequência do Termo "Abandono" e "Decommissioning"	32	17	48	17	23	14

Fonte: Petrobras (2003; 2004; 2005); Shell (2003; 2004; 2005).

Quadro 29 – Comparação entre Petrobras e Shell referente as informações adicionais

Apesar da Petrobras ter feito uso com maior frequência dos termos “SFAS 143” e “abandono” (ou “decommissioning” para Shell) e, qualitativamente, ter explorado melhor em termos de esclarecimentos em relação ao custo de abandono, a Shell divulgou informações que alavancam o seu poder informacional em função de permitir uma avaliação financeira mais acurada quanto às obrigações da empresa. Tais informações divulgadas são o valor da obrigação futura e a taxa de juros livre de risco utilizada nas estimativas.

Com o estudo de caso das empresas Petrobras e Shell, foi possível constatar que o SFAS 143 afetou diferentemente as demonstrações contábeis das empresas. Isso é compreensível à medida que antes da vigência da norma, as práticas eram as mais variáveis para registrar a mesma obrigação.

A diversidade de práticas contábeis relacionadas ao reconhecimento da obrigação de baixa de ativos de longa duração ficou clara nesse estudo. As duas empresas reconheciam a provisão para abandono antes da vigência do SFAS 143. Entretanto, a Petrobras adotava as determinações do SFAS 19, que permitia que a contrapartida fosse registrada como depreciação/amortização acumulada, enquanto que a Shell utilizava o método de acumulação de custos e a contrapartida da provisão era uma despesa diretamente no resultado.

Os efeitos da adoção do SFAS 143 foram mais significativos na Petrobras. Do montante da provisão para abandono reconhecido antes da norma (US\$ 1.166 milhões), 90,1% foi revertido para resultado. Na Shell, o valor reportado como ajuste decorrente de mudança de prática contábil, somou US\$ 255 milhões, ou cerca de 7% apenas do montante reconhecido no balanço em 1º de janeiro de 2003 (US\$ 3.599 milhões).

Com a uniformização das práticas imposta pelo SFAS 143, a Petrobras eliminou a possibilidade da existência do chamado “valor residual negativo”, pois a contrapartida passou a compor o valor histórico dos ativos que geraram a obrigação futura. Na Shell, ao se lançar o valor da contrapartida no ativo, o valor que impactará o resultado será em decorrência da despesa depreciação/amortização do valor capitalizado e da despesa de juros decorrente do ajuste da provisão pela passagem do tempo e não de uma única vez, como ocorria anteriormente.

Na Petrobras, o aumento do ativo decorrente da adoção do SFAS 143 ficou claro nas informações divulgadas, o mesmo não ocorrendo na Shell, o que prejudicou uma análise mais detalhada desse item.

De modo geral, a Petrobras teve maior preocupação em divulgar as implicações do SFAS 143 para companhia, bem como as informações referentes à conciliação dos valores foram mais bem explicitadas.

A Shell, por sua vez, economizou nas palavras e na conciliação dos valores, além de não explicitar adequadamente as mudanças nas estimativas da provisão ocorrida em 2004. O ponto forte foi a divulgação do valor da obrigação futura e a taxa de juros utilizada para descontar os fluxos de caixa a valor presente.

Dessa forma, foi possível constatar, analisar e descrever os efeitos da adoção do SFAS 143 pelas empresas petrolíferas estudadas, objetivo principal deste estudo.

CAPÍTULO 8 - CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES

O objetivo deste estudo consistiu em apresentar e analisar as determinações contidas na norma norte-americana SFAS 143, referentes à obrigação de baixa de ativos de longa duração, com vistas a aferir os impactos nos demonstrativos contábeis das empresas petrolíferas decorrentes do reconhecimento de uma provisão para abandono.

Para atender os objetivos propostos, este estudo caracterizou-se como descritivo, delineado por meio de pesquisa bibliográfica, documental e de estudo de caso.

A indústria petrolífera é conhecida por sua natureza potencialmente agressiva ao meio ambiente. Em função dessas características, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural estão sujeitas a uma ampla variedade de leis, regulamentos e exigências emanadas pelos órgãos reguladores do setor quanto à proteção da saúde humana e do meio ambiente, tornando-o altamente regulado e com normas ambientais rígidas.

Dentre essas obrigações, as empresas petrolíferas são obrigadas, ao final das operações de um projeto de exploração e produção de petróleo e gás, a desmontar, remover, desmobilizar, desativar, tirar de serviço, reverter, reciclar ou demolir os ativos de longa duração empregados no projeto ou atividade e, ainda, a restaurar e recuperar a área explorada para as condições ecologicamente similares às existentes antes do início do projeto ou atividade.

Os gastos envolvidos nas operações de desmantelamento, remoção, recuperação e abandono são extremamente elevados e relevantes, tendo em vista que os mesmos ocorrem no final da vida econômica do projeto, quando o fluxo de caixa tende a ser negativo. Assim, eles devem compor as premissas utilizadas nas análises de viabilidade econômica dos projetos de exploração e produção de petróleo.

Apesar da importância dos custos de abandono, até recentemente não existia uma uniformização do tratamento contábil dado a essa obrigação. Para as empresas

que adotam as normas contábeis norte-americanas, a padronização veio com a publicação do SFAS 143 em 2001.

Esse estudo foi estruturado no sentido de apresentar as principais características das obrigações de baixa de ativos de longa duração contidas no SFAS 143. A norma, resumidamente, exige o reconhecimento de um passivo pelo valor justo da obrigação de baixa futura de ativos, no momento em que a obrigação incorre (em geral, no ato de constituição do ativo), caso uma estimativa razoável do valor justo possa ser feita. As estimativas da provisão para abandono terão como contrapartida a ativação do valor como parte do custo histórico do ativo que deu origem a obrigação.

O capítulo 2 serviu para dar suporte conceitual a norma, principalmente no que diz respeito ao reconhecimento de ativos e passivos e ao tratamento da amortização.

Assim, com base na teoria contábil, a obrigação futura de baixa de ativo deve ser reconhecida como passivo se uma estimativa razoável possa ser feita e, ainda, se: (a) uma entidade possui uma responsabilidade presente com uma ou mais entidades e que acarreta o estabelecimento de uma provável transferência futura de ativos ou o uso deles assim que seja solicitado por um terceiro; (b) a obrigação ou responsabilidade compromete a entidade, permitindo-lhe pouca ou nenhuma liberdade para evitar o sacrifício futuro e (c) a transação ou outro evento que obriga a entidade já ocorreu. (HENDRIKSEN e VAN BREDA, 1999).

Pelo lado do ativo, a sistemática de capitalização dos custos de abandono como parte do custo histórico do ativo imposta pelo SFAS 143, apresenta base conceitual consistente, uma vez que os mesmos não devem ser reconhecidos separadamente em uma conta específica do ativo, tendo em vista que não existirá no futuro benefício econômico que possa ser associado a esses custos, no caso da sua contabilização de forma isolada. Além disso, com essa sistemática, elimina-se a possibilidade da existência de um valor contábil negativo.

Em relação ao resultado, o mesmo será afetado por uma parcela referente à amortização dos custos de abandono capitalizados e por outra parcela relacionada às despesas de juros decorrente da atualização do valor atual do passivo pela passagem de tempo.

No capítulo 3, apresentou-se e analisou-se a norma norte-americana propriamente dita, apontando os aspectos contábeis relevantes. Desenvolveu-se ainda um estudo comparativo com a norma brasileira

norma. Informações não obrigatórias e divulgadas pelas empresas também foram analisadas.

Foi possível constatar que o SFAS 143 afetou diferentemente as demonstrações contábeis das duas empresas pesquisadas. Isso é compreensível à medida que antes da vigência da norma, as práticas contábeis para se registrar a provisão para abandono eram as mais variadas e diversas.

Essas diversidades de práticas relacionadas ao reconhecimento da obrigação de baixa de ativos de longa duração ficaram evidentes nesse estudo, no qual as duas empresas pesquisadas apresentavam métodos distintos para o registro da obrigação antes da vigência do SFAS 143.

De acordo com as análises realizadas, a Petrobras adotava as determinações do SFAS 19, registrando a contrapartida como depreciação/amortização acumulada, enquanto que a Shell utilizava o método de acumulação de custos e a contrapartida da provisão era uma despesa diretamente no resultado.

Os efeitos da adoção do SFAS 143 foram mais significativos na Petrobras, que teve que reverter a provisão para abandono constituída antes da norma, em cerca de US\$ 1.166 milhões, ou 90,1% da provisão existente em 1º de janeiro de 2003.

Na Shell, o valor reportado como ajustes decorrentes de mudança de prática contábil, somou US\$ 255 milhões, ou apenas 7% do montante da provisão constituída e reconhecida no balanço em 1º de janeiro de 2003, que era de US\$ 3.599 milhões.

De modo geral, as demonstrações financeiras da Petrobras sofreram mudanças mais significativas do que da Shell. Infere-se que o posicionamento da Petrobras em relação às informações divulgadas em seus relatórios foi a de esclarecer ao mercado, quase de forma didática, as implicações do SFAS 143 para companhia.

O fato de a Petrobras reportar suas informações de acordo com as normas norte-americanas há pouco tempo (desde 1999), também pode ter influenciado a utilização de várias páginas de seus relatórios para expor os efeitos da adoção do SFAS 143.

Contudo, percebeu-se a predisposição da empresa em atender apenas os requisitos mínimos da norma. A divulgação do valor futuro da obrigação, da taxa de juros livre de risco utilizada, bem como de certas premissas utilizadas no cálculo do valor justo, enriqueceria o poder informacional do Formulário 20-F da empresa.

A Shell, por sua vez, economizou nas linhas para esclarecer os efeitos da adoção do SFAS 143 e na conciliação dos valores dos valores divulgados, além do fato de não explicitar adequadamente as mudanças nas estimativas da provisão ocorridas em 2004. O ponto forte da empresa foi à divulgação do valor da obrigação futura e da taxa de juros utilizada para descontar os fluxos de caixa a valor presente. A empresa reportou no balanço de 31 de dezembro de 2005, uma provisão no valor de US\$ 5,9 bilhões, sendo que o valor futuro da obrigação de baixa corresponde a US\$ 10,5 bilhões.

Em razão das exigências do SFAS 143 abranger todas as entidades que possuem obrigações associadas à baixa de ativos de longa duração, o universo de estudo decorrente da norma é vasto.

Novos estudos poderiam ser realizados considerando as exigências do SFAS 143 e da própria norma brasileira e internacional. Dentro do universo de estudos possíveis, recomendam-se os seguintes:

- (a) Replicar este estudo para uma amostra maior de empresas petrolíferas, de modo que as conclusões relacionadas aos efeitos da aplicação do SFAS 143 possam ser ampliadas.
- (b) Analisar os efeitos do SFAS 143 nas empresas brasileiras que reportam em US GAAP e que são afetadas por essa norma, como é o caso do setor de mineração, correlacionando os resultados da pesquisa com os obtidos por Guinn, Schroeder e Kevin (2005), que pesquisaram cerca de mil empresas norte-americanas.
- (c) Analisar até que ponto as estimativas dos custos de abandono influenciam na rejeição ou não de projetos de exploração e produção de petróleo e gás.
- (d) Elaborar estratégias financeiras no que diz respeito à criação de fundos financeiros com vistas a suportar o fluxo de caixa negativo proporcionado pela atividade de abandono.

- (e) Para a contabilidade das empresas de exploração e produção de petróleo e gás, estudos que visam contribuir para o desenvolvimento de normas contábeis brasileiras, inclusive de auditoria, para as atividades do setor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALEXANDER, Eric R. e HINER, Ronald R. Accounting for asset retirement obligations. **Journal of Accountancy**. v. 192, n. 6, New York, 2001.

ALMEIDA, Maria Goreth Miranda. e HAJJ, Zaina Said. Mensuração e avaliação de ativo: uma revisão conceitual e uma abordagem do goodwill e do ativo intelectual. **Caderno de Estudos**. v. 9 n.16. São Paulo. jul./dez. 1997. p. 66-83.

ALMEIDA, Walber Monteiro de. Uma reflexão sobre a teoria dos passivos. **Revista Pensar Contábil**. v.7, n. 29, ago./out. 2005. p. 45-51.

ANP – Agência Nacional do Petróleo. **Anuário Estatístico 2005**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos.asp>. Acesso em: 04 jul. 2006.

ANP – Agência Nacional do Petróleo. **Portaria ANP nº 114**, de 25 de julho de 2001.

ANP – Agência Nacional do Petróleo. **Portaria ANP nº 25**, de 6 de março de 2002.

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.

ATKINSON, Anthony A. Life-cycle costing. **CMA Magazine**. v. 64, n. 6, jul./aug. 1990.

BARÃO, Wedivan de Sousa. **Aplicação da contabilidade de custos nas refinarias de petróleo do Brasil**. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis e Financeiras). São Paulo: PUC/SP, 2006.

BEUREN, Ilse Maria *et al.* **Como elaborar trabalhos monográficos em contabilidade: teoria e prática**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2004.

BIERMAN JR, Harold., DUKES, Roland E. e DYCKMAN, Thomas R. Financial accounting in the petroleum industry. **Journal of Accountancy**. New York; v. 138, n. 4, p. 58-64, out. 1974.

BP - British Petroleum. **BP Statistical Review of World Energy June 2005**. Disponível em: <www.bp.com/centres/energy>. Acesso em: 31 out. 2005.

BRYANT, Lisa. Relative Value Relevance of the Successful Efforts and Full Cost Accounting Methods in the Oil and Gas Industry. **Review of Accounting Studies**. v. 8, n. 1. Mar., 2003.

CARDOSO, Luiz Cláudio. **Petróleo: do poço ao posto**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005.

CARVALHO, L. Nelson., LEMES, Sirlei., e COSTA, Fábio Moraes da. **Contabilidade internacional: aplicação das IFRS 2005**. São Paulo: Atlas, 2006.

CFC – Conselho Federal de Contabilidade. **Resolução CFC nº 1.025**, de 15 de abril de 2005. Aprova a NBC T 19.1 – Imobilizado.

CHEWNING JR., E. G. e MCKIE, A. Accounting for asset retirement obligations. **The CPA Journal**. New York; v. 72, n. 5, mai. 2002. p. 56-58.

COGAN, Samuel. **Custos e preços: formação e análise**. São Paulo: Pioneira, 2002.

CONAWAY, Charles F. **The petroleum industry: a nontechnical guide**. Tulsa, Okalahoma: PennWell, 1999.

CVM – Comissão de Valores Mobiliários. **Deliberação CVM nº 489**, de 03 de outubro de 2005.

EKINS, Paul.; VANNER, Robin. e FIREBRACE, James. Decommissioning of offshore oil and gas facilities: decommissioning scenarios – a comparative assessment using flow analysis. **Policy Studies Institute**, mar. 2005.

FASB - Financial Accounting Standards Board. **Interpretation FASB nº 7 – Accounting for Conditional Asset Retirement Obligations: an interpretation of FASB Statement nº 143**. 2005

FASB - Financial Accounting Standards Board. **Statements of Financial Accounting Standards nº 143 – Accounting for Asset Retirement Obligations**. 2001.

FASB - Financial Accounting Standards Board, **Statements of Financial Accounting Concepts nº 6 – Elements of Financial Statements**, 1985.

FASB - Financial Accounting Standards Board. **Statements of Financial Accounting Standards nº 19 - Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies**. 1977.

FERREIRA, Doneivan Fernandes. **Anticipating impacts of financial assurance requirements for offshores decommissioning**: a decision model for the oil industry. Tese (Doutorado em Geociências). Campinas/SP: UNICAMP, 2003.

FORTUNE. **Fortune Global 500**. Disponível em: <<http://money.cnn.com/magazines/fortune/global500/2005/>>. Acesso em: 23 jun. 2006.

GALLUN, Rebecca A., STEVENSON, John W. e NICHOLS, Linda M. **Fundamentals of Oil & Gas Accounting**. 3. ed. Pennwell Books, 1993.

GIL, Antonio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1996.

GODOY, Carlos Roberto de. **Evidenciação contábil e as avaliações pelo fluxo de caixa descontado e pela teoria de opções**: um estudo aplicado à indústria petrolífera mundial. Tese (Doutorado em Contabilidade e Controladoria). São Paulo: FEA/USP, Departamento de Contabilidade, 2004.

GOULART, André Moura Cintra. O conceito de ativos na contabilidade: um fundamento a ser explorado. **Revista Contabilidade & Finanças**. n. 28. São Paulo, jan./abr. 2002. p. 56-65.

GUINN, Robert E.; SCHROEDER, Richard G.; KEVIN, Suzane K. Accounting for asset retirement obligations: understanding the financial statement impact. **The CPA Journal**. n. 75, v. 12. dec. 2005.

HENDRIKSEN, Eldon S. e VAN BREDA, Michael F. **Teoria da contabilidade**. São Paulo: Atlas, 1999.

HORNGREN, Charles T., DATAR, Srikant M. e FOSTER, George. **Contabilidade de custos**: uma abordagem gerencial. 11. ed. v. 1. São Paulo: Prentice Hall, 2004.

IASB – International Accounting Standards Board. **International Accounting Standards nº 37 – Provisions, contingent liabilities and contingent assets**. 2004

IASB – International Accounting Standards Board. **International Accounting Standards nº 16 – Property, plant and equipment**. 2004.

IASB – International Accounting Standards Board. **International Financial Reporting Interpretations Committee nº 1 – Changes in existing decommissioning, restoration and similar liabilities**. 2004.

IUDÍCIBUS, Sérgio de., MARTINS, Eliseu. e GELBCKE, Ernesto Rubens. **Manual de contabilidade das sociedades por ações**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2000.

IUDÍCIBUS, Sergio de. **Teoria da Contabilidade**. 6 ed, São Paulo: Atlas, 2000

JENNING, Dennis R., FEITEN, Joseph B. e BROCK, Horace R. **Petroleum accounting: principles, procedures & issues**. 5. ed. Denton, Texas: PricewaterhouseCoopers/Professional Development Institute, 2000.

JOHNSTON, David. **Oil company: financial analysis in nontechnical language**. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books, 1992.

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

KAISER, Mark J., MESYANZHINOV, Dmitry V. e PULSIPHER, Allan G. **Modeling structure removal processes in the Gulf of Mexico**. Minerals Management Service. OCS Study MMS 2005-029, New Orleans, 2005.

KAISER, Mark J., PULSIPHER, Allan G. e BYRD, Robert C. Study estimates Gulf of Mexico decommissioning costs. **Oil & Gas Journal**. v. 101, n. 38, p. 39-47, oct. 2003.

KAISER, Mark. FASB 143 rules will change decommission liability. **Oil & Gas Journal**. v. 103, n. 10, Mar. 2005.

KIESO, Donald E. e WEYGANDT, Jerry J. **Intermediate accounting**. 8. ed. New York: J. Wiley, 1995.

KIESO, Donald E., WEYGANDT, Jerry J. e WARFIELD, Terry D. **Intermediate accounting: 2005 FASB update plus free problem solving guide**. 11. ed. New York: J. Wiley, 2005.

LACERDA, Frederico Silva de Albuquerque. **Descomissionamento de sistemas de produção de petróleo no mar**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Oceânica). Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2005.

LISBOA, Lázaro Plácido, PIGATTO, José Alexandre Magrini. e COSTA, Fábio Moraes da. "Valor justo" em contabilidade. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE CONTABILIDADE, 16., 2000, Goiânia. **Anais...** CFC: Goiânia, 2000.

LOPES, Alexsandro Broedel. e MARTINS, Eliseu. **Teoria da contabilidade: uma nova abordagem**. São Paulo: Atlas, 2005.

LUCZYNSKI, Estanislau. **Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção**. Tese (Doutorado em Energia). São Paulo: PIPGE/USP, 2002.

MANAGO, Frank. e WILLIAMSON, Bonnie. **Decommissioning and removal of oil and gas facilities offshore California: recent experiences and future deep water challenges**. MMS OCS Study 98-0023. California, 1997.

MARIANO, Jacqueline Barboza. **Impactos ambientais do refino de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

MARTINS, Gilberto de Andrade. **Estudo de Caso: uma estratégia de pesquisa**. São Paulo: Atlas, 2006.

MAZZA, Cheri Reither. SFAS 143 on asset retirement obligations. **The CPA Journal**. v. 73, n. 1, Jan., 2003.

MMS – US Minerals Management Service. **Comparative health and safety risk assessment of decommissioning large offshore platforms: case studies for**

decommissioning of three offshore platforms in the pacific OCS region. Twachtman Snyder & Byrd, Inc. Houston, Texas, 2003.

MMS – US Minerals Management Service. **Offshore facility decommissioning costs Pacific OCS Region**. Twachtman Snyder & Byrd, Inc. Houston, Texas, 2004.

MMS – US Minerals Management Service. **State of the art of removing large platforms located in deep water**. Twachtman Snyder & Byrd, Inc. Houston, Texas, 2000.

PARENTE, Virginia., FERREIRA, Doneivan., SANTOS, Edmilson M. dos. e LUCZYNSKI, Estanislau. Offshore decommissioning issues: deductibility and transferability. **Energy Policy**. v. 34, n. 15. Oct., 2006.

PEREIRA, Mariana de Azevedo. **Avaliação do impacto dos tributos na incorporação de reservas nas empresas do setor de petróleo**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Estratégico). Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2004.

PERES JR. José Hernandez., OLIVEIRA, Luís Martins de. e COSTA, Rogério Guedes. **Gestão estratégica de custos**. São Paulo: Atlas, 1999.

PETROBRAS. **Águas profundas**. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/portal/Petrobras.htm>>. Acesso em: 05 jul. 2006.

PETROBRAS. **Formulário 20-F 2005**. Disponível em:<<http://www.petrobras.com.br>> Acesso em: 10 jul. 2006.

PETROBRAS. **Formulário 20-F 2004**. Disponível em:<<http://www.petrobras.com.br>> Acesso em: 7 mar. 2006.

PETROBRAS. **Formulário 20-F 2003**. Disponível em:<<http://www.petrobras.com.br>> Acesso em: 7 mar. 2006.

PETROBRAS. **Formulário 20-F 2002**. Disponível em:<<http://www.petrobras.com.br>> Acesso em: 7 mar. 2006.

PETROBRAS. **Formulário 20-F 2001**. Disponível em:<<http://www.petrobras.com.br>> Acesso em: 7 mar. 2006.

PITTARD, Ashely. Field abandonment costs vary widely worldwide. **Oil & Gas Journal**. v. 95, n. 11, p. 84-91, 1997.

REGG, James B. *et al.* **Deepwater development**: a reference document for the deepwater environmental assessment Gulf of Mexico OCS (1998 through 2007). MMS 2000-015. New Orleans, 2000.

RICARDINO FILHO, Álvaro Augusto., LUIZ, Ivone Gonçalves. e SANTANA, Luciene. Um estudo do disclosure do passivo à luz dos padrões internacionais de contabilidade. **Brazilian Business Review**. v. 1, n. 2, 2004. p. 89-102.

ROCHA, Roger. **Problemas de alocação de petróleo na Petrobras**: modelagem matemática e um algoritmo de solução. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Sistemas e Computação). Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2004.

RUIVO, Fábio de Moraes. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Campinas: CEPETRO/UNICAMP, 2001.

SAMUELSON, Richard A. The concept of assets in accounting theory. **Accounting Horizons**. v.10, n. 3, sep., 1996. p. 147-157.

SANTOS, Odilanei M. dos., SILVA, Paula D. Almeida da. e MARQUES, José Augusto V. da Silva. O custo de abandono das empresas petrolíferas. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DE CUSTOS, 10., 2005. Itapema. **Anais ...** Itapema: UFSC/ABC, 2005. CD ROM.

SCHUETZE, Walter P. What is an asset? **Accounting Horizons**. v. 7, n. 3, sep., 1993. p. 66-70.

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.

SHORTRIDGE, Rebecca Toppe., SCHROEDER, Amanda. e WAGONER, Erin. Fair-value accounting: analyzing the changing environment. **The CPA Journal**. v. 76, n. 4, Apr., 2006. p. 37-39.

SHELL. **Como nasceu a Shell**. Disponível em: <<http://www.shell.com/br-pt>>. Acesso em: 8 ago. 2006.

SHELL. **Formulário 20-F 2005**. Disponível em: <<http://www.shell.com>>. Acesso em: 10 jul. 2006.

SHELL. **Formulário 20-F 2004**. Disponível em: <<http://www.shell.com>>. Acesso em: 6 mar. 2006.

SHELL. **Formulário 20-F 2003**. Disponível em: <<http://www.shell.com>>. Acesso em: 6 mar. 2006.

SHELL. **Formulário 20-F 2002**. Disponível em: <<http://www.shell.com>>. Acesso em: 6 mar. 2006.

SILVA, Carlos E. Vieira da. e MARQUES, José Augusto V. da Costa. Oil & gas accounting: o estudo de caso de uma empresa de petróleo. In: ENCONTRO DA ANPAD – EnANPAD, 28., 2004, Curitiba. **Anais...** Curitiba: ANPAD, 2004. CD ROM.

SILVA, Carlos E. Vieira da. **Uma análise da mudança das práticas contábeis, ocorridas em 1999, relativas às atividades de exploração e produção de petróleo: o caso Petrobras S/A**. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis). Rio de Janeiro: FACC/UFRJ, 2004.

SIMÃO, Newton Brito. **A reestruturação do setor petrolífero no Brasil: a questão da tributação**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Estratégico). Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2001.

STICKNEY, Clyde P. e WEIL, Roman L. **Contabilidade financeira: uma introdução aos conceitos, métodos e usos**. São Paulo: Atlas, 2001.

THOMAS, José Eduardo (Org). **Fundamentos da engenharia de petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência/Petrobras, 2004.

TINOCO, João Eduardo Prudêncio. Avaliação patrimonial em contabilidade a valores de entrada e saída. **Cadernos de Estudos**. n. 6. São Paulo. out. 1992.

YIN, Robert K. **Estudo de caso: planejamento e métodos**. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

WEYGANDT, Jerry J., KIESO, Donald E. e KIMMEL, Paul D. **Contabilidade financeira**. 3. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

WHITE, Gerald I., SONDHAI, Ashwinpaul C. e FRIED, Dov. **The analysis and use of financial statements**. 3. ed. Danvers: John Wiley & Sons, 2003.

WRIGHT, Charlotte J. e GALLUN, Rebecca A. **International petroleum accounting**. Tulsa, Oklahoma: PennWell, 2005.

WRIGHT, Charlotte. Interpretation of SFAS nº 143 – accounting for conditional asset retirement obligations: an interpretation of FASB Statement nº 143. **Petroleum Accounting and Financial Management Journal**. v. 23, n. 3, Fall, 2004.

ANEXOS

ANEXO "A"

FORMULÁRIO 20-F 2002 DA PETROBRAS

Pronunciamentos contábeis recentes

A Junta de Normas de Contabilidade Financeira (*Financial Accounting Standards Board*) ou FASB recentemente emitiu as seguintes Exposições de Normas de Contabilidade Financeira ou SFAS.

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

Adotamos a SFAS 143, conforme determinação, em 1º de janeiro de 2003 e o primeiro impacto foi a mudança do método de reconhecimento dos custos do setor de produção. Segundo o SFAS 143, o valor justo descontado das obrigações de Baixa de Ativos será contabilizado como passivo quando ocorrer, ou seja, em geral no momento em que os ativos relacionados são instalados. Anteriormente, esses custos eram provisionados de maneira rateada no decorrer da vida útil dos ativos, em conformidade com o SFAS nº 19, "contabilidade financeira e reporte de Empresas Produtoras de petróleo e gás." Em 31 de dezembro de 2002, o total acumulado em conformidade com o SFAS 143 era de U.S.\$ 1.166 milhões. O custo acumulado de despesas de desativação contabilizado em 31 de março de



127

Depreciação, exaustão e amortização

Depreciação, exaustão e amortização relativos aos ativos de exploração e produção são calculados com base no método de unidades de produção. As despesas com depreciação, exaustão e amortização aumentaram em 11,6% chegando a U.S.\$ 1.930 milhões em 2002, contra U.S.\$ 1.729 milhões em 2001. Este aumento deveu-se principalmente ao aumento de 12% na produção de petróleo, LGN e gás natural, basicamente na Baixada de Campos e um aumento dos custos de abandono, como resultado de um aumento na produção e da revisão das nossas estimativas em custos de abandono. Esses aumentos foram parcialmente compensados pelo efeito da desvalorização do real contra o dólar norte-americano em 2002.

111

A N E X O “B”

FORMULÁRIO 20-F 2003 DA PETROBRAS

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS
E SUBSIDIÁRIASBALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS
Em 31 de dezembro de 2003 e de 2002
(Em milhões de dólares norte-americanos)

Passivo e patrimônio líquido	Em 31 de dezembro	
	2003	2002
Circulante		
Fornecedores	2.261	1.702
Imposto de renda e contribuição social	148	119
Outros impostos a pagar	2.157	1.682
Financiamentos a curto prazo (Nota 12)	1.329	671
Parcela circulante dos financiamentos a longo prazo (Nota 12)	1.145	727
Parcela circulante dos projetos estruturados (Nota 14)	842	239
Obrigações de arrendamento mercantil (Nota 15)	378	349
Juros a pagar	181	120
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar (Nota 18)	1.139	307
Contingências (Nota 22)	84	318
Salários e encargos sociais	581	283
Adiantamentos de clientes	258	119
Empresas em consórcios	166	106
Benefícios aos funcionários – Plano de Pensão (Nota 17)	160	89
Outras contas a pagar e provisões	392	432
	<u>11.221</u>	<u>7.263</u>
Exigível a longo prazo		
Financiamentos de longo prazo (Nota 12)	11.888	6.987
Projetos estruturados (Nota 14)	5.066	3.800
Benefícios aos funcionários – Plano de Pensão (Nota 17)	1.895	1.363
Benefícios aos funcionários – Plano de saúde (Nota 17)	1.580	1.060
Obrigações de arrendamento mercantil (Nota 15)	1.242	1.907
Imposto de renda diferido (Nota 4)	1.122	259
Provisão para abandono de poços (Nota 3(a))	396	-
Obrigações relativas a atividades termelétricas (Nota 3(b))	1.142	-
Contingências (Nota 22)	271	50
Outros passivos	270	300
	<u>24.872</u>	<u>15.726</u>
Participação minoritária	367	(136)
Patrimônio líquido		
Ações autorizadas e emitidas (Nota 18)		
Ações preferenciais - 2003 – 462.369.507 ações (2002 – 451.935.669 ações)	2.973	2.459
Ações ordinárias - 2003 e 2002 – 634.168.418 ações	4.289	3.761
Reserva de capital (Nota 18)	118	89
Lucros acumulados:		
Apropriados (Nota 18)	10.696	5.585
A apropriar	14.957	16.085
Outros resultados abrangentes acumulados		
Ajustes de conversão acumulados	(14.450)	(17.306)
Valores a reconhecer como custo periódico de fundo de pensão, líquidos de impostos (Nota 17)	(1.588)	(1.361)
Ganhos (perdas) a realizar sobre títulos, líquidos de impostos	157	(11)
	<u>17.152</u>	<u>9.301</u>
Total do passivo e patrimônio líquido	<u>53.612</u>	<u>32.154</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

**PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS
E SUBSIDIÁRIAS**



PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DO RESULTADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2003, 2002 e 2001

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto a quantidade e valores por ação)

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2003	2002	2001
Despesa de imposto de renda (Nota 4)			
Corrente	(2.599)	(1.269)	(1.196)
Diferido	(64)	116	(193)
	<u>(2.663)</u>	<u>(1.153)</u>	<u>(1.389)</u>
Participação minoritária no resultado de empresas consolidadas	<u>(248)</u>	<u>232</u>	<u>88</u>
Lucro antes do efeito da mudança de prática contábil	<u>5.862</u>	<u>2.311</u>	<u>3.491</u>
Efeito acumulado da mudança de prática contábil, líquido de impostos	<u>697</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Lucro líquido do exercício	<u>6.559</u>	<u>2.311</u>	<u>3.491</u>
Lucro líquido aplicável a cada classe de ações			
Ordinárias/ADS	3.793	1.349	2.038
Preferenciais/ADS	2.766	962	1.453
	<u>6.559</u>	<u>2.311</u>	<u>3.491</u>
Lucro líquido do exercício	<u>6.559</u>	<u>2.311</u>	<u>3.491</u>
Lucro básico e diluído por ação (Nota 18(b))			
Ordinárias/ADS e Preferenciais/ADS			
Antes do efeito da mudança de prática contábil	5,35	2,13	3,21
Depois do efeito da mudança de prática contábil	5,98	2,13	3,21
Média ponderada da quantidade de ações em circulação			
Ordinárias/ADS	634.168.418	634.168.418	634.168.418
Preferenciais/ADS	<u>462.369.507</u>	<u>451.935.669</u>	<u>451.935.669</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Em milhões de dólares norte-americanos

(Exceto quando indicado o contrário)

2. Sumário das principais práticas contábeis--Continuação

(h) Imobilizado--Continuação

- **Custos de produção**

Os custos com poços produtivos são levados a resultado, quando incorridos.

- **Custos de abandono**

Até 31 de dezembro de 2002, a Companhia registrou custos de abandono em conformidade com o SFAS 19 – Contabilidade Financeira e Relatórios de Companhias Petrolíferas (“SFAS N° 19”). De acordo com o SFAS 19, os custos estimados para descontinuação e remoção de equipamentos para exploração de petróleo e gás são registrados ao longo da vida produtiva dos bens, utilizando o método de unidade de esforços de produção, e são classificados como depreciação, exaustão e amortização acumuladas quando a despesa é registrada. A partir de 1º de janeiro de 2003, a Companhia adotou o SFAS 143 para reconhecimento dos custos de abandono (vide Nota 3 (a) para informações sobre a nova prática contábil e reconhecimento de custos de abandono adotada partir de 1º de janeiro de 2003).

- **Depreciação, exaustão e amortização**

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Em milhões de dólares norte-americanos

(Exceto quando indicado o contrário)

3. Mudança de prática contábil

(a) SFAS No. 143 - Contabilização de obrigações com baixa de ativos

Em 1º de janeiro de 2003, a PETROBRAS adotou o SFAS No. 143 - Contabilização de Obrigações com Baixa de Ativos (“SFAS 143”). O principal impacto do SFAS 143 é a mudança do método de provisionar os custos com abandono de área. Estes custos eram previamente provisionados proporcionalmente com base na vida útil desses ativos, de acordo com o SFAS No. 19 - Contabilidade Financeira e Relatórios de Companhias Petrolíferas (“SFAS 19”). Ao término do exercício de 2002, a provisão acumulada conforme o SFAS 19 era de US\$ 1.166.

Este valor registrado como componente de depreciação, exaustão e amortização acumuladas em 31 de dezembro de 2002, sem a segregação da provisão para despesas de abandono. De acordo com o SFAS 143, o valor justo das obrigações com baixa de ativos é registrado como passivo em bases descontadas quando são incorridas, que são, tipicamente, no período relativo à instalação dos ativos. Os ativos são acrescidos pelo montante das obrigações e depreciados ao longo da respectiva vida útil. Com o passar do tempo, os passivos serão acrescidos com as mudanças no seu valor presente até que os ativos correspondentes sejam baixados ou vendidos.

O ajuste acumulado relativo à mudança de prática contábil mencionada no primeiro trimestre de 2003 gerou um resultado após imposto de renda no montante de US\$ 697 (líquido de US\$ 359 do efeito do imposto de renda e contribuição social diferidos). O efeito dessa mudança de prática contábil no balanço patrimonial resultou em uma redução de US\$ 1.056 na provisão para custos de abandono e um aumento de US\$ 359 em passivos tributáveis diferidos (ver Nota 4). Adicionalmente, a mudança de prática contábil resultou em um aumento de US\$ 16 no imobilizado na data original de aquisição dos bens, com depreciação acumulada de reservas provadas desenvolvidas, no

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Em milhões de dólares norte-americanos

(Exceto quando indicado o contrário)

3. Mudança de prática contábil--Continuação

(a) SFAS No. 143 - Contabilização de obrigações com baixa de ativos--Continuação

Este ajuste está relacionado à mudança no método de provisionamento do custo de recuperação de áreas o SFAS 143, se comparado com o método definido pelo SFAS 19, que requer que os custos de recuperação sejam provisionados com base no método de unidade produzida, com base na produção de petróleo e gás. O SFAS 19 correlaciona as provisões com as receitas geradas pela produção, sendo, desta forma, a maior parte dos custos provisionados no início da vida útil das áreas de produção, quando esta se encontra no seu nível mais alto. Como o SFAS 143 requer uma atualização da obrigação com base no tempo decorrido através de um método de alocação da atualização, a maioria dos custos deverá ser alocada até o fim da vida útil dos campos de produção, quando a produção está no seu nível mais baixo. O ajuste do lucro acumulado acima descrito é resultante da reversão de uma obrigação maior acumulada de acordo com o SFAS 19 para ajustá-la a um menor valor presente resultante da transição para o SFAS 143. Este montante revertido na transição, que foi previamente alocado no resultado operacional segundo o SFAS 19, será novamente registrado no resultado em exercícios futuros de acordo com o SFAS 143.

A avaliação das obrigações com baixa de ativos é efetuada com base nas leis e regulamentações atualmente em vigor, na tecnologia existente e em custos específicos das áreas. Não existem restrições legais quanto aos ativos a serem utilizados para liquidar obrigações com baixa de ativos.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Em milhões de dólares norte-americanos

(Exceto quando indicado o contrário)

3. Mudança de prática contábil--Continuação

(a) SFAS 143 - Contabilização de obrigações com baixa de ativos--Continuação

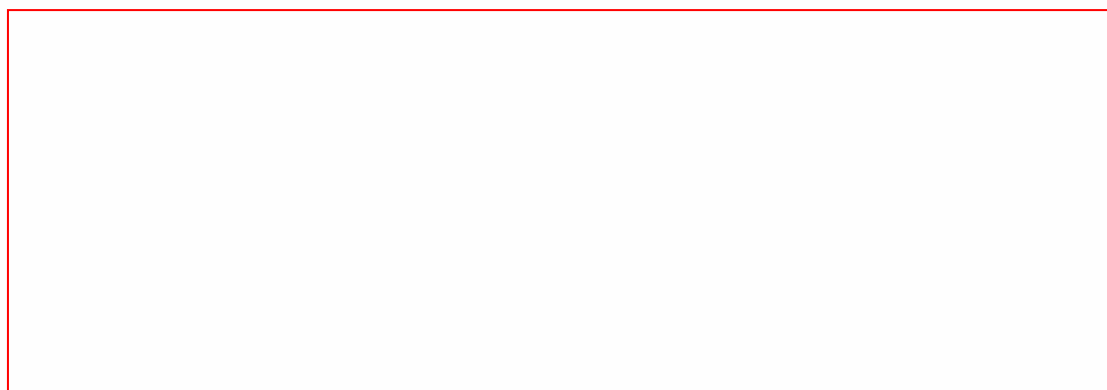
A movimentação anual da provisão para abandono encontra-se resumida a seguir:

	Ativo	Passivo
Saldo em 31 de dezembro de 2002	-	1.166
Reversão da provisão	-	(1.056)
Ativos vinculados a áreas provadas desenvolvidas	16	-
Depreciação acumulada	(9)	-
Ativos vinculados a áreas provadas não desenvolvidas	44	44
Saldo em 1º de janeiro de 2003	51	154
Aquisição da PEPSA	11	28
Depreciação e perda de valor na recuperação de ativos	(29)	-
Despesas de juros	-	43
Obrigações incorridas	114	114
Obrigações liquidadas	-	(14)
Ajuste acumulado de conversão	15	71
Saldo em 31 de dezembro de 2003	162	396

A movimentação pró-forma anual, não auditada, da provisão para abandono, caso o SFAS 143 fosse adotado, em 1º de janeiro de 2001, utilizando-se taxas e premissas atuais, encontra-se resumida a seguir:

	Ativo	Passivo
Saldo em 31 de dezembro de 2001	-	1.588
Reversão da provisão	97	(1.333)
Provisão para abandono em 1º de janeiro de 2001	97	255
Depreciação acumulada	(2)	-
Obrigações liquidadas	-	(14)
Atualização para a provisão, com base no valor presente líquido	-	33
Ajuste acumulado de conversão	(15)	(39)
Saldo em 31 de dezembro de 2001	80	235
Depreciação	(2)	-
Obrigações liquidadas	-	(30)
Atualização para a provisão, com base no valor presente líquido	-	29
Ajuste acumulado de conversão	(27)	(80)
Saldo em 31 de dezembro de 2002	51	154

DETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - DETRORRAS...



PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Em milhões de dólares norte-americanos

(Exceto quando indicado o contrário)

4. Imposto de renda e contribuição social--Continuação

Praticamente todo o lucro tributável da Companhia é gerado no Brasil estando, portanto, sujeito à alíquota legal brasileira. A seguir, é apresentada a reconciliação entre o imposto calculado com base nas alíquotas legais e a despesa de imposto de renda apresentada nas demonstrações contábeis consolidadas:

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2003	2002	2001
Lucro antes do imposto de renda, da contribuição social, da participação minoritária e da mudança de prática contábil	8.773	3.232	4.792
Despesa de imposto de renda a alíquotas oficiais	(2.983)	(1.099)	(1.629)
Ajustes para obtenção da alíquota efetiva:			
Reversão de imposto de renda a recolher	-	-	111
Benefícios pós-aposentadoria e plano de saúde não dedutíveis	(107)	(73)	(73)
Impostos sobre receitas não remetidas de controladas no exterior	-	-	(100)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Em milhões de dólares norte-americanos

(Exceto quando indicado o contrário)

9. Imobilizado, líquido

(a) Composição do saldo

O imobilizado, ao valor de custo, é composto como segue:

	Em 31 de dezembro					
	2003			2002		
	Custo	Depreciação acumulada	Líquido	Custo	Depreciação acumulada	Líquido
Edificações e benfeitorias	587	(298)	289	383	(215)	168
Ativos de petróleo e gás	25.741	(12.305)	13.436	17.465	(10.374)	7.091
Equipamentos e outros ativos	11.597	(5.574)	6.023	6.635	(3.491)	3.144
Arrendamento de imobilizado - plataformas, navios e usinas termelétricas	2.743	(994)	1.749	3.351	(852)	2.499
Direitos e concessões	531	(83)	448	121	(4)	117
Terrenos	136	-	136	105	-	105
Materiais	294	-	294	184	-	184
Projetos de expansão - imobilizado em curso:						
Exploração e produção	4.817	-	4.817	3.477	-	3.477
Abastecimento	2.442	-	2.442	1.105	-	1.105
Gás e Energia	1.020	-	1.020	243	-	243
Distribuição	106	-	106	64	-	64
Corporativo	31	-	31	-	-	-
Outros	14	-	14	27	-	27
	<u>50.059</u>	<u>(19.254)</u>	<u>30.805</u>	<u>33.160</u>	<u>(14.936)</u>	<u>18.224</u>

Durante o exercício de 2003, a Companhia capitalizou US\$ 184 de despesas com juros (2002 - US\$ 139; 2001 - US\$ 123).

O saldo do imobilizado, em 31 de dezembro de 2003 e 2002, inclui, respectivamente, US\$ 678 e US\$ 292 relativos a bens em construção destinados à venda a terceiros. Esses bens incluem gasodutos para transporte de gás natural e outros projetos relacionados as atividades de petróleo e gás e em 2002 inclui ainda as usinas termelétricas. A Companhia pretende vender ou transferir esses ativos para investidores, no todo ou em parte, através de acordos estruturados de financiamento. Além disso, o saldo do imobilizado, em 31 de dezembro de 2003 e 2002, inclui, respectivamente, US\$ 978 e US\$ 653 relativos a ativos em negociação com investidores.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

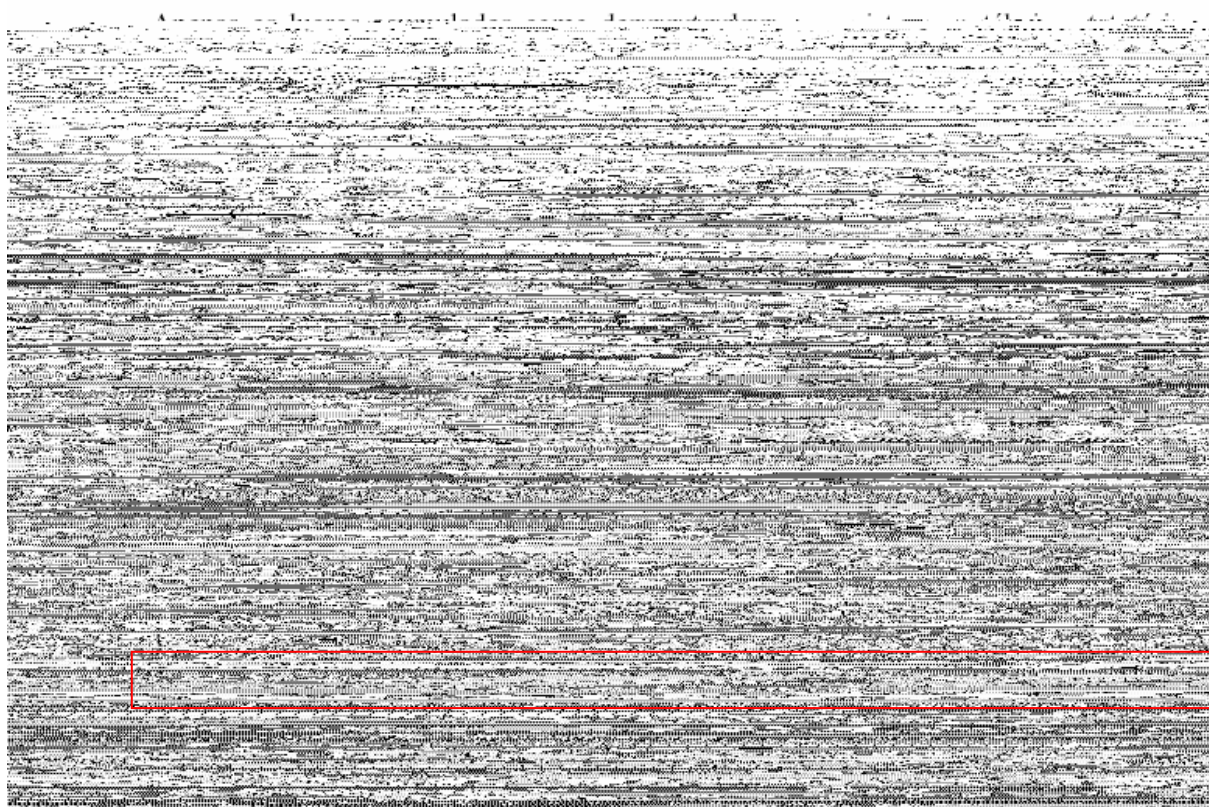
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Em milhões de dólares norte-americanos

(Exceto quando indicado o contrário)

18. Patrimônio líquido--Continuação

(a) Dividendos e juros sobre capital próprio--Continuação



A N E X O “C”

FORMULÁRIO 20-F 2004 DA PETROBRAS

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS
E CONTROLADAS

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS

31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002

Em milhões de dólares norte-americanos

	31 de dezembro	
	2004	2003
Passivo e patrimônio líquido		
Circulante		
Fornecedores	3.284	2.261
Imposto de renda e contribuição social	271	148
Outros impostos a pagar	2.298	2.157
Financiamentos a curto prazo (Nota 13)	547	1.329
Parcela circulante dos financiamentos de longo prazo (Nota 13)	1.199	1.145
Parcela circulante dos projetos estruturados (Nota 15)	1.313	842
Parcela circulante de obrigações de arrendamento mercantil (Nota 16)	266	378
Juros a pagar	204	181
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar (Nota 19)	1.900	1.955
Contingências (Nota 21)	131	84
Salários e encargos sociais	618	581
Adiantamentos de clientes	290	258
Benefícios aos funcionários – Plano de Pensão (Nota 18)	166	160
Outras contas a pagar e provisões	841	558
	<u>13.328</u>	<u>12.037</u>
Exigível a longo prazo		
Financiamentos de longo prazo (Nota 13)	12.145	11.888
Projetos estruturados (Nota 15)	4.399	5.066
Benefícios aos funcionários – Plano de Pensão (Nota 18)	2.915	1.895
Benefícios aos funcionários – Plano de Saúde (Nota 18)	2.137	1.580
Obrigações de arrendamento mercantil (Nota 16)	1.069	1.242
Imposto de renda diferido (Nota 4)	1.558	1.122
Provisão para abandono de poços (Nota 3(a))	403	396
Obrigações relativas a atividades termelétricas (Nota 3 (b))	1.095	1.142
Contingências (Nota 21)	233	271
Incentivo de prazo de pagamento estendido (Nota 23)	153	-
Outros passivos	264	270
	<u>26.371</u>	<u>24.872</u>
Participação minoritária	<u>877</u>	<u>367</u>
Patrimônio líquido		
Ações autorizadas e emitidas (Nota 19)	4.772	2.973
Ações preferenciais – 2004 e 2003 – 462.369.507 ações	6.929	4.289
Ações ordinárias – 2004 e 2003 – 634.168.418 ações	134	118
Reserva de capital (Nota 19)		
Lucros acumulados:		
Apropriados (Nota 19)	11.526	10.696
A apropriar	13.199	14.141
Outros resultados abrangentes acumulados		
Ajustes de conversão acumulados	(12.539)	(14.450)
Valores a reconhecer como custo periódico de fundo de pensão, liquidados de impostos (Nota 18)	1975	(1.588)
Ganhos (perdas) a realizar sobre títulos, liquidados de impostos	460	157
	<u>22.506</u>	<u>16.366</u>
Total do passivo e patrimônio líquido	<u>63.082</u>	<u>53.612</u>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS



PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DO RESULTADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002--Continuação

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto a quantidade e valores por ação)

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2004	2003	2002
Despesa de imposto de renda (Nota 4)			
Corrente	(2.114)	(2.599)	(1.269)
Diferido	(117)	(64)	116
	<u>(2.231)</u>	<u>(2.663)</u>	<u>(1.153)</u>
Participação minoritária no resultado de empresas consolidadas	<u>(514)</u>	<u>(248)</u>	<u>232</u>
Lucro antes do efeito da mudança de prática contábil	<u>6.190</u>	<u>5.862</u>	<u>2.311</u>
Efeito acumulado da mudança de prática contábil, líquido de impostos (Nota 3 (a))	<u>-</u>	<u>697</u>	<u>-</u>
Lucro líquido do exercício	<u>6.190</u>	<u>6.559</u>	<u>2.311</u>
Lucro líquido aplicável a cada classe de ações			
Ordinárias/ADS	3.580	3.797	1.349
Preferenciais/ADS	2.610	2.762	962
Lucro líquido do exercício	<u>6.190</u>	<u>6.559</u>	<u>2.311</u>

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS--Continuação

Em milhões de dólares norte-americanos

(Exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das principais práticas contábeis--Continuação

(i) Imobilizado--Continuação

• Custos de abandono

Até 31 de dezembro de 2002, a Companhia registrou custos de abandono em conformidade com o SFAS N° 19 – Contabilidade Financeira e Relatórios de Companhias Petrolíferas (“SFAS 19”). De acordo com o SFAS 19, os custos estimados para descontinuação e remoção de equipamentos para exploração de petróleo e gás são registrados ao longo da vida produtiva dos bens, utilizando o método de unidade de esforços de produção, e são classificados como depreciação, exaustão e amortização acumuladas quando a despesa é registrada. A partir de 1° de janeiro de 2003, a Companhia adotou o SFAS N° 143 – contabilização de obrigações com abandono de ativos para reconhecimento dos custos de abandono (vide Nota 3(a) para informações sobre a nova prática contábil e reconhecimento de custos de abandono adotada partir de 1° de janeiro de 2003).

No exercício de 2004, a Companhia efetuou uma revisão e ajuste de sua estimativa de gastos com futuro abandono de poços e desmantelamento de áreas de produção de óleo e gás com base em novas informações sobre a data esperada e estimativas de custo de abandono. As mudanças nas obrigações com custos de abandono referem-se principalmente às alterações nas estimativas de preços Brent, correlacionando os campos a uma vida útil mais longa. O resultado dessa revisão foi uma redução na provisão correspondente, no valor de US\$ 196. com ganhos reconhecidos no resultado na rubrica custos de exploração de petróleo e gás.

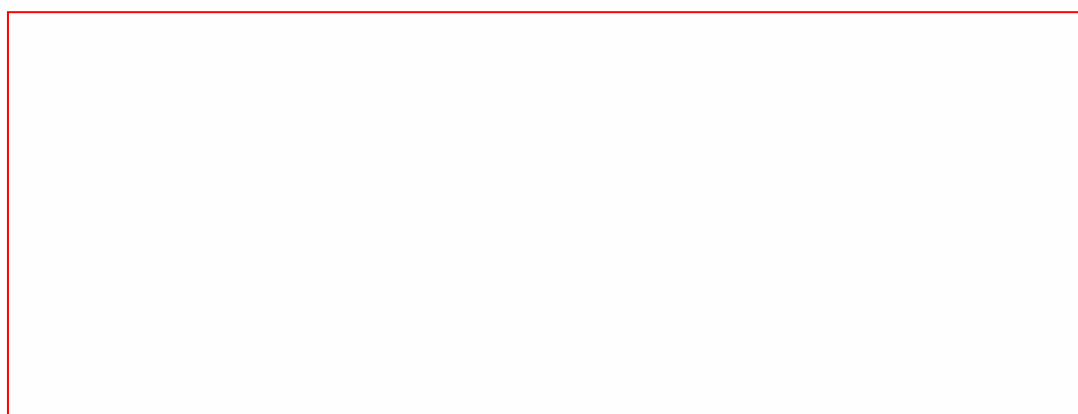
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS--Continuação
Em milhões de dólares norte-americanos
(Exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das principais práticas contábeis--Continuação

(s) Pronunciamentos contábeis recentemente emitidos--Continuação

O SFAS 153 passará a vigorar para a Companhia a partir de 1º de julho de 2005 na realização de transações envolvendo trocas de ativos. De acordo com a Opinião



PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS--Continuação
Em milhões de dólares norte-americanos
(Exceto quando especificamente indicado)

3. Mudança de prática contábil--Continuação

(a) SFAS N° 143 - Contabilização de obrigações com abandono de ativos--Continuação

A avaliação das obrigações com abandono de ativos é efetuada com base nas leis e regulamentações atualmente em vigor, na tecnologia existente e em custos específicos das áreas. Não existem restrições legais quanto aos ativos a serem utilizados para liquidar obrigações com remoção de ativos.

A movimentação anual da provisão para abandono encontra-se resumida a seguir:

	<u>Ativo</u>	<u>Passivo</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2002	-	1.166
Reversão da provisão	-	(1.056)
Ativos vinculados a áreas provadas desenvolvidas	16	-
Depreciação acumulada	(9)	-
Ativos vinculados a áreas provadas não desenvolvidas	44	44
Saldo em 1º de janeiro de 2003	51	154
Aquisição da PEPSA	11	28
Depreciação e perda de valor na recuperação de ativos	(29)	-
Despesas de juros	-	43
Obrigações incorridas	114	114
Obrigações liquidadas	-	(14)
Ajuste acumulado de conversão	15	71
Saldo em 31 de dezembro de 2003	<u>162</u>	<u>396</u>
Depreciação e perda de valor na recuperação de ativos	(13)	-
Despesas de juros	-	33

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS--Continuação
Em milhões de dólares norte-americanos
(Exceto quando especificamente indicado)

3. Mudança de prática contábil--Continuação

(a) SFAS Nº 143 - Contabilização de obrigações com abandono de ativos--Continuação

A movimentação pró-forma anual, não auditada, do resultado das operações consolidado, caso o SFAS 143 fosse adotado no início do exercício de 2002:

	2002	
	Reportado	Pró-forma (não auditado)
Receita operacional líquida	22.612	22.612
Custo das vendas	11.506	11.506

10. Imobilizado, líquido

(a) Composição do saldo

O imobilizado, ao valor de custo, é composto como segue:

	Em 31 de dezembro					
	2004			2003		
	Custo	Depreciação acumulada	Líquido	Custo	Depreciação acumulada	Líquido
Edifícios e banheiros	1.258	(614)	644	587	(208)	379
Equipamentos	1.258	(614)	644	587	(208)	379
Veículos	1.258	(614)	644	587	(208)	379
Outros	1.258	(614)	644	587	(208)	379
Total	1.258	(614)	644	587	(208)	379

Obrigações de retirada de Ativos e Remediação Ambiental

ANEXO "D"

FORMULÁRIO 20-F 2005 DA PETROBRAS

**PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
AND SUBSIDIARIES**

CONSOLIDATED BALANCE SHEETS (Continued)

December 31, 2005 and 2004

Expressed in Millions of United States Dollars

	As of December 31,	
	2005	2004
Liabilities and shareholders' equity		
Current liabilities		
Accounts payable and accrued liabilities	11,000	10,000
Short-term debt	1,000	1,000
Long-term debt	1,000	1,000
Deferred income taxes	1,000	1,000
Other liabilities	1,000	1,000
Total current liabilities	15,000	15,000
Shareholders' equity		
Common stock	1,000	1,000
Retained earnings	1,000	1,000
Accumulated other comprehensive income	1,000	1,000
Other equity	1,000	1,000
Total shareholders' equity	4,000	4,000
Total liabilities and shareholders' equity	19,000	19,000

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS AND SUBSIDIARIES

CONSOLIDATED STATEMENTS OF INCOME

December 31, 2005, 2004 and 2003

Expressed in Millions of United States Dollars

(except number of shares and earnings per share)

Year ended December 31

The image shows a large, heavily distorted and noisy area, likely representing a corrupted or illegible table of financial data. A red rectangular box highlights a portion of this area. The text is completely unreadable due to the noise and distortion.

- (4) In 2002, U.S.\$284 million in abandonment costs were recognized as depreciation, depletion and amortization in accordance with SFAS 19. In 2003, as a result of our adoption of SFAS 143 - Accounting for Asset Retirement Obligations, depreciation on the asset retirement obligation was recorded under depreciation, depletion and amortization, while accretion expense was recorded under exploration, including exploratory dry holes. This change resulted in U.S.\$43 million in abandonment costs being recognized as exploration, including exploratory dry holes in 2003. The cumulative effect of adoption is recorded separately.
- (5) In 2005, we reviewed and revised our estimated costs associated with well abandonment and the demobilization of oil and gas production areas, considering new information about date of expected abandonment and revised cost estimates to abandon. The changes to estimated asset retirement obligation were principally related to changing expectations about Brent prices, which led the correlated fields to have longer economic lives. This review resulted in a decrease in the related provision of U.S.\$21 million with a gain recognized in net income, and recorded in the line titled exploratory costs for oil and gas exploration. See note 2(i) to our audited consolidated financial statements.

8

Asset Retirement Obligations and Environmental Remediation

Under various contracts, permits and regulations, we have material legal obligations to remove equipment and restore the land or seabed at the end of operations at production sites. Our most significant asset removal obligations involve removal and disposal of offshore oil and gas production facilities worldwide. We accrue the estimated discounted costs of dismantling and removing these facilities at the time of installation of the assets. We also estimate costs for future environmental clean-up and remediation activities based on current information on costs and expected plans for remediation. The aggregate amount of estimated costs on a discounted basis for asset retirement and environmental remediation provision at December 31, 2005 was U.S.\$842 million. Estimating asset retirement, removal and environmental remediation costs requires performing complex calculations that necessarily involve significant judgment because our obligations are many years in the future, the contracts and regulation have

to changing expectations about Brent prices, which led the correlated fields to have longer economic lives. This review resulted in a decrease in the related provision of U.S.\$21 million with a gain recognized in net income, and recorded in the line titled exploratory costs for oil and gas exploration. See note 2(i) to our audited consolidated financial statements. See note 2(i) to our audited consolidated financial statements, as of December 31, 2005.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS AND SUBSIDIARIES

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS (Continued)
Expressed in Millions of United States Dollars
(except when specifically indicated)

3. Accounting changes (Continued)

(a) SFAS No. 143 - Accounting for asset retirement obligations (Continued)

A summary of the annual changes in the abandonment provision is presented as follows:

	<u>Assets</u>	<u>Liabilities</u>
Balance as of December 31, 2002	-	1,166
Reversion of provision	-	(1,056)
Assets related to proved developed property	16	-
Accumulated depreciation	(9)	-
Assets related to proved undeveloped property	44	44
Balance as of January 1, 2003	51	154
PEPSA acquisition	11	28
Depreciation and impairment	(29)	-
Accretion expenses	-	43
Liabilities incurred	114	114
Liabilities settled	-	(14)
Cumulative translation adjustment	15	71
Balance as of December 31, 2003	162	396
Depreciation and impairment	(13)	-
Accretion expenses	-	33
Liabilities incurred	158	158
Liabilities settled	-	(14)
Revision of provision (Note 2 (i))	(43)	(196)
Cumulative translation adjustment	18	26
Balance as of December 31, 2004	282	403
Depreciation and impairment	(40)	-
Accretion expenses	-	46
Liabilities incurred	356	356
Liabilities settled	-	(4)
Revision of provision	(32)	(21)
Cumulative translation adjustment	47	62
Balance as of December 31, 2005	613	842

A N E X O “E”

FORMULÁRIO 20-F 2002 DA SHELL

Environmental and decommissioning costs

Group companies are present in over 145 countries and territories throughout the world and are subject to a number of different environmental laws, regulations and reporting requirements. It is the responsibility of each Group company to implement a health, safety and environmental management system that is suited to its particular circumstances.

The costs of prevention, control, abatement or elimination of releases into the air and water, as well as the disposal and handling of wastes at operating facilities, are considered to be an ordinary part of business. As such, these amounts are included within operating expenses. An estimate of the order of magnitude of amounts incurred in 2002 for Group companies, based on allocations and managerial judgement, is \$1.1 billion (2001: \$0.6 billion).

Expenditures of a capital nature to limit or monitor hazardous substances or releases include both remedial measures on existing plants and integral features of new plants. Whilst some environmental expenditures are discrete and readily identifiable, others must be reasonably estimated or allocated based on technical and financial judgements which develop over time. Consistent with the preceding, estimated environmental capital expenditures made by companies with major capital programmes during 2002 were \$0.8 billion (2001: \$0.4 billion). Those Group companies are expected to incur environmental capital costs of at least \$0.8 billion during both 2003 and 2004.

It is not possible to predict with certainty the magnitude of the effect of required investments in existing facilities on Group companies' future earnings, since this will depend amongst other things on the ability to recover the higher costs from customers and through fiscal incentives offered by governments.

Nevertheless, it is anticipated that over time there will be no material impact on the total of Group companies' earnings. These risks are comparable to those faced by other companies in similar businesses.

At the end of 2002, the total liabilities being carried for environmental clean-up were \$797 million (2001: \$454 million). In 2002, there were payments of \$139 million and increases of provisions of \$120 million. Provisions being carried for expenditures on decommissioning and site restoration, including oil and gas platforms, amounted to \$3,528 million (2001: \$2,615 million).

Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations **61**

Provisions and liabilities

Provisions are recognised for the future decommissioning and restoration of oil and gas production facilities and pipelines at the end of their economic lives. The estimated cost is provided over the life of the proved developed reserves on a unit-of-production basis. Changes in the estimates of costs to be incurred, proved developed reserves or in the rate of production will therefore impact net income, over the remaining economic life of oil and gas assets.

Other provisions and liabilities are recognised in the period when it becomes probable that there will be a future outflow of funds resulting from past operations or events which can be reasonably estimated. The timing of recognition requires the application of judgement to existing facts and circumstances, which can be subject to change.

Estimates of the amounts of provisions and liabilities recognised are based on current legal and constructive requirements, technology and price levels. Because actual outflows can differ from estimates due to changes in laws, regulations, public expectations, technology, prices and conditions, and can take place many years in the future, the carrying amounts of provisions and liabilities are regularly reviewed and adjusted to take account of such changes.

As further described in Note 27 to the Group Financial Statements, the Group is subject to claims and actions. The facts and circumstances relating to particular cases are evaluated in determining whether it is "probable" that there will be a future outflow of funds and, once established, whether a provision relating to a specific litigation is sufficient. Accordingly, significant management judgment relating to contingent liabilities is required since the outcome of litigation is difficult to predict. Despite this

Statement of Assets and Liabilities (as restated)

		\$ million	
	Note	Dec 31 2002	Dec 31 2001
Fixed assets			
Tangible assets	10	78,363	50,721
Intangible assets	10	4,696	939
Investments:			
associated companies	6	17,945	18,331
securities	14	1,719	1,914
other		1,420	1,108
Total fixed assets		104,143	73,013
Other long-term assets	11	7,333	7,716
Current assets			
Inventories	12	11,338	6,580
Accounts receivable	13	28,761	17,467
Cash and cash equivalents	14	1,556	6,670
Total current assets		41,655	30,717
Current liabilities: amounts due within one year			
Short-term debt	15	12,874	3,988
Accounts payable and accrued liabilities	17	32,189	18,884
Taxes payable	9	4,985	4,494
Dividends payable to Parent Companies		5,153	6,101
Total current liabilities		55,201	33,467
Net current assets/(liabilities)		(13,546)	(2,750)
Total assets less current liabilities		97,030	77,070

Royal Dutch/Shell Group of Companies **G3**
20-F/A (Amendment No. 2) 2002

Decommissioning and restoration costs

Estimated decommissioning and restoration costs are based on current requirements, technology and price levels. In respect of oil and gas production activities, the estimated cost is provided over the life of the proved developed reserves on a unit-of-production basis. The recorded liabilities are reflected as a provision in the Statement of Assets and Liabilities. For other activities, the estimated cost is provided over the remaining life of a facility on a straight-line basis once an obligation, whether legal or constructive, crystallises and the amount can be reasonably estimated. Changes in estimates of costs are accrued on a prospective basis.

Royal Dutch/Shell Group of Companies **G13**
20-F/A (Amendment No. 2) 2002

23 Decommissioning and restoration costs

For the purposes of calculating provisions for decommissioning and restoration costs, estimated total ultimate liabilities of



G32 Royal Dutch/Shell Group of Companies
20-F/A (Amendment No. 2) 2002

NETHERLANDS GAAP

Statement of Assets and Liabilities (as restated)		\$ million	
	Note	Dec 31, 2002	Dec 31, 2001
Fixed assets			
Tangible assets	33	81,433	52,950
Intangible assets	33	4,576	939
Investments:			
associated companies	6	17,945	18,331
securities	14	1,719	1,914
other		1,420	1,108
Total fixed assets		107,093	75,242
Other long-term assets	11	7,333	7,716
Current assets			
Inventories	12	11,338	6,580
Accounts receivable	13	28,761	17,467
Cash and cash equivalents	14	1,556	6,670
Total current assets		41,655	30,717
Current liabilities: amounts due within one year			
Short-term debt	15	12,874	3,988
Accounts payable and accrued liabilities	17	32,189	18,884
Taxes payable	9	4,985	4,494
Dividends payable to Parent Companies		5,153	6,101
Total current liabilities		55,201	33,467
Net current assets/(liabilities)		(13,546)	(2,750)
Total assets less current liabilities		100,880	80,208
Long-term liabilities: amounts due after more than one year			
Long-term debt	34	9,887	4,061
Other	18	6,174	4,515
		16,061	8,576
Provisions			
Deferred taxation	9	12,551	7,078
Pensions and similar obligations	20	5,016	2,331
Decommissioning and restoration costs	23	3,528	2,615
		21,095	12,024
Group net assets before minority interests		63,724	59,608
Minority interests		3,568	3,466
Net assets		60,156	56,142

Statement of Cash Flows

The differences in accounting policy between Netherlands GAAP and US GAAP do not affect the underlying cash flows of the Group and therefore a separate Statement of Cash Flows is not presented under Netherlands GAAP. Reference is made to the Statement of Cash Flows presented on page G4.

A N E X O “F”

FORMULÁRIO 20-F 2003 DA SHELL

Environmental and decommissioning costs

Group companies are present in over 145 countries and territories throughout the world and are subject to a number of different environmental laws, regulations and reporting requirements. It is the responsibility of each Group company to implement a health, safety and environmental management system that is suited to its particular circumstances.

The costs of prevention, control, abatement or elimination of releases into the air and water, as well as the disposal and handling of waste at operating facilities, are considered to be an ordinary part of business. As such, these amounts are included within operating expenses. An estimate of the order of magnitude of amounts incurred in 2003 for Group companies, based on allocations and managerial judgment, is \$1.3 billion (2002: \$1.1 billion).

Expenditures of a capital nature to limit or monitor hazardous substances or releases, include both remedial measures on existing plants and integral features of new plants. Whilst some environmental expenditures are discrete and readily identifiable, others must be reasonably estimated or allocated based on technical and financial judgments which develop over time. Consistent with the preceding, estimated environmental capital expenditures made by companies with major capital programmes during 2003 were \$0.7 billion (2002: \$0.8 billion). Those Group companies are expected to incur environmental capital costs of at least \$0.7 billion during 2004 and \$0.5 billion during 2005.

It is not possible to predict with certainty the magnitude of the effect of required investments in existing facilities on Group companies' future earnings, since this will depend amongst other things on the ability to recover the higher costs from consumers and through fiscal incentives offered by governments.

Nevertheless, it is anticipated that over time there will be no material impact on the total of Group companies' earnings. These risks are comparable to those faced by other companies in similar businesses.

At the end of 2003, the total liabilities being carried for environmental clean-up were \$972 million (2002: \$797 million). In 2003, there were payments of \$175 million and increases in provisions of \$252 million. The Group has introduced US accounting standard FAS 143 (Asset Retirement Obligations) with effect from January 1, 2003 (see Note 3 to the Group Financial Statements on

64 Royal Dutch/Shell Group of Companies
20-F/A (Amendment No. 2) 2003

page G9). The fair value of the obligations being carried for expenditures on decommissioning and site restoration, including oil and gas platforms, at December 31, 2003 amounted to \$4,044 million (2002: \$3,599 million using a cost-accumulation measurement approach).

Provisions and liabilities

Provisions are recognised for the future decommissioning and restoration of oil and gas production facilities and pipelines at the end of their economic lives. The estimated cost is provided over the life of the proved developed reserves on a unit-of production basis. Changes in the estimates of costs to be incurred, proved developed reserves or in the rate of production will therefore impact net income, over the remaining economic life of oil and gas assets.

Other provisions and liabilities are recognised in the period when it becomes probable that there will be a future outflow of funds resulting from past operations or events which can be reasonably estimated. The timing of recognition requires the application of judgement to existing facts and circumstances, which can be subject to change.

Estimates of the amounts of provisions and liabilities recognised are based on current legal and constructive requirements, technology and price levels. Because actual outflows can differ from estimates due to changes in laws, regulations, public expectations, technology, prices and conditions, and can take place many years in the future, the carrying amounts of provisions and liabilities are regularly reviewed and adjusted to take account of such changes.

In relation to decommissioning and restoration costs, the estimated interest rate used in discounting the cash flows is reviewed at least annually. The interest rate used to determine the balance sheet obligation at December 31, 2003, was 6%.

As further described in Note 27 to the Group Financial Statements, the Group is subject to claims and actions. The facts and circumstances relating to particular cases are evaluated in determining whether it is "probable" that there will be a future outflow of funds and, once established, whether a provision relating to a specific litigation is sufficient. Accordingly, significant management judgment relating to contingent liabilities is required since the outcome of litigation is difficult to predict. Despite this uncertainty, actual payments related to litigation during the three years ended December 31, 2003 have not been material to the Group's financial condition or results of operations.

Notwithstanding the possibility of outcomes outside expected ranges, in recent years the Group's experience has been that estimates used in determining the appropriate levels of provisions have been materially adequate in anticipating actual outcomes.

A change in estimate of a recognised provision or liability would result in a charge or credit to net income in the period in which the change occurs (with the exception of decommissioning and restoration costs as described above).

Royal Dutch/Shell Group of Companies 67
20-F/A (Amendment No. 2) 2003

Statement of Assets and Liabilities (as restated)

	Note	Dec 31, 2003	\$ million Dec 31, 2002
Fixed assets			
Tangible assets	10	87,088	78,363
Intangible assets	10	4,735	4,696
Investments:			
associated companies	6	19,371	17,945
securities	14	2,317	1,719
other		1,086	1,420
Total fixed assets		114,597	104,143
Other long-term assets	11	9,257	7,333
Current assets			
Inventories	12	12,690	11,338
Accounts receivable	13	28,969	28,761
Cash and cash equivalents	14	1,952	1,556
Total current assets		43,611	41,655
Current liabilities: amounts due within one year			
Short-term debt	15	11,027	12,874
Accounts payable and accrued liabilities	17	32,347	32,189
Taxes payable	9	5,927	4,985
Dividends payable to Parent Companies		5,123	5,153
Total current liabilities		54,424	55,201
Net current assets/(liabilities)		(10,813)	(13,546)
Total assets less current liabilities		113,041	97,930
Long-term liabilities: amounts due after more than one year			
Long-term debt	15	9,100	6,817
Other	18	6,054	6,174
		15,154	12,991
Provisions			
Deferred taxation	9	13,093	12,551
Pensions and similar obligations	20	4,927	5,016
Decommissioning and restoration costs	23	3,955	3,528
		21,975	21,095
Group net assets before minority interests		75,912	63,844
Minority interests		3,415	3,568
Net assets		72,497	60,276

Royal Dutch/Shell Group of Companies **G3**
20-F/A (Amendment No. 2) 2003

Decommissioning and restoration costs

Estimated decommissioning and restoration costs are based on current requirements, technology and price levels and are stated at fair value, and the associated asset retirement costs are capitalised as part of the carrying amount of the related tangible fixed assets. In

respect of oil and gas production activities, the fair value calculation of the liability is based on the economic life of the production

Changes in accounting policy

US accounting pronouncement FIN 46 (Consolidation of Variable Interest Entities) was implemented on September 30, 2003 with a consequential increase in the Group's tangible fixed assets and debt of \$3.4 billion. This increase mainly relates to power generation contracts ("tolling agreements") which were previously accounted for as executory contracts and marked to market. The issuance of an amendment, FIN 46-R, in December 2003 did not have an additional impact on the Group.

US accounting standard FAS 143 (Asset Retirement Obligations) requires that the fair value of a liability for an asset retirement obligation be recognised in the period in which it is incurred if a reasonable estimate of the fair value can be made. The associated asset retirement costs are capitalised as part of the carrying amount of the fixed asset. This standard was effective for the Group from the beginning of 2003 and resulted in a credit to income of \$255 million after tax, which was reported as a cumulative effect of a change in accounting principle. The main impacts on net assets were an increase in tangible fixed assets (\$0.5 billion) and an increase in deferred tax liabilities (\$0.3 billion).

On January 1, 2003 the Group completed implementation of US accounting guidance EITF Issue No. 02-03 (Issues Involved in Accounting for Derivative Contracts Held for Trading, Purchases and Contracts Involved in Energy Trading and Risk Management)

Royal Dutch/Shell Group of Companies **G13**
20-F/A (Amendment No. 2) 2003

(c) Provision for deferred taxation

The provision for deferred taxation comprises the following tax effects of temporary differences:

	\$ million	
	2003 As restated	2002 As restated
Tangible and intangible fixed assets	17,365	16,692
Pensions	2,118	1,379
Other items	2,649	2,125
Total deferred tax liabilities	22,132	20,196
Tax losses carried forward	(3,876)	(2,171)
Foreign tax credits ^a	(1,633)	(1,089)
US trademark ^b	(309)	(375)
Provisions		
Pensions and similar obligations	(1,329)	(1,293)
Decommissioning and restoration costs	(1,934)	(1,700)
Environmental and other provisions	(334)	(425)
Other items	(3,421)	(3,046)
Total deferred tax assets	(12,836)	(10,119)
Asset valuation allowance	3,797	2,474
Deferred tax assets net of valuation allowance	(9,039)	(7,645)
Net deferred tax liability	13,093	12,551

a Foreign tax credits represent surplus credits arising in holding and sub-holding Group companies on income from other jurisdictions. A valuation allowance has been recorded against the substantial part of these.

Notes to the Financial Statements

23 Decommissioning and restoration costs**2003**

	\$ million		
	Short-term	long-term	Total
At January 1	71	3,528	3,599
Cumulative effect of change in accounting policy (see Note 2(a))	108	(102)	6
Liabilities incurred	–	174	174
Liabilities settled	(106)	(37)	(143)
Accretion expense	–	49	49
Reclassifications and other movements	12	12	24
Currency translation differences	4	331	335
At December 31	89	3,955	4,044

For the purposes of calculating provisions for decommissioning and restoration costs, estimated total ultimate liabilities of \$7.5 billion at December 31, 2003 (2002: \$5.2 billion) were used. Such estimates are subject to various regulatory and technological developments.

G30 Royal Dutch/Shell Group of Companies
 20-F/A (Amendment No. 2) 2003
25 Oil and gas exploration and production activities**(a) Capitalised costs**

The aggregate amount of tangible and intangible fixed assets of Group companies relating to oil and gas exploration and production activities and the aggregate amount of the related depreciation, depletion and amortisation at December 31 are shown in the table below:

	\$ million		
	2003 As restated	2002 ^a As restated	2001 ^a As restated
Cost			
Proved properties	94,069 ^b	83,964	63,115
Unproved properties	5,400	4,768	2,430
Support equipment and facilities	3,128	2,352	1,718
	102,597	91,084	67,263
Depreciation			
Proved properties	53,867 ^b	45,525	37,761
Unproved properties	824	325	212
Support equipment and facilities	1,443	1,224	1,051
	56,134	47,074	39,024
Net capitalised costs	46,463	44,010	28,239
Oil sands: net capitalised costs	2,811	2,246	1,309

a Includes the impact of reclassifications between asset classes.

b Includes capitalised asset retirement costs.

The Group share of associated companies' net capitalised costs was \$3,772 million at December 31, 2003 (2002: \$3,173 million; 2001: \$2,924 million).

G32 Royal Dutch/Shell Group of Companies
 20-F/A (Amendment No. 2) 2003

NETHERLANDS GAAP

Statement of Assets and Liabilities (as restated)

		\$ million	
	Note	Dec 31, 2003	Dec 31, 2002
Fixed assets			
Tangible assets	33	87,088	81,433
Intangible assets	33	4,448	4,576
Investments:			
associated companies	6	19,371	17,945
securities	14	2,317	1,719
other		1,086	1,420
Total fixed assets		114,310	107,093
Other long-term assets	11	9,257	7,333
Current assets			
Inventories	12	12,690	11,338
Accounts receivable	13	28,969	28,761
Cash and cash equivalents	14	1,952	1,556
Total current assets		43,611	41,655
Current liabilities: amounts due within one year			
Short-term debt	15	11,027	12,874
Accounts payable and accrued liabilities	17	32,347	32,189
Taxes payable	9	5,927	4,985
Dividends payable to Parent Companies		5,123	5,153
Total current liabilities		54,424	55,201
Net current assets/(liabilities)		(10,813)	(13,546)
Total assets less current liabilities		112,754	100,880
Long-term liabilities: amounts due after more than one year			
Long-term debt	34	9,100	9,887
Other	18	6,054	6,174
		15,154	16,061
Provisions			
Deferred taxation	9	13,093	12,551
Pensions and similar obligations	20	4,927	5,016
		18,020	17,567

G42 Royal Dutch/Shell Group of Companies
20-F/A (Amendment No. 2) 2003

Statement of Assets and Liabilities

	December 31, 2003			December 31, 2002		
	As originally reported	Second Reserves Restatement	As restated	As previously restated	Second Reserves Restatement	As restated
Fixed assets						
Tangible	87,701	(613)	87,088	81,757	(324)	81,433
Intangible	4,448	-	4,448	4,576	-	4,576
Investments	22,787	(13)	22,774	21,087	(3)	21,084
Other long-term assets	9,257	-	9,257	7,333	-	7,333
Current assets	43,611	-	43,611	41,655	-	41,655
Current liabilities	54,424	-	54,424	55,201	-	55,201
Long-term liabilities	15,154	-	15,154	16,061	-	16,061
Provisions						
Deferred taxation	13,355	(262)	13,093	12,696	(145)	12,551
Pensions and decommissioning	8,882	-	8,882	8,544	-	8,544
Minority interests	3,428	(13)	3,415	3,582	(14)	3,568
Net assets	72,561	(351)	72,210	60,324	(168)	60,156

G46 Royal Dutch/Shell Group of Companies
20-F/A (Amendment No. 2) 2003

A N E X O “G”

FORMULÁRIO 20-F 2004 DA SHELL

Environmental and decommissioning costs

Group companies are present in over 140 countries and territories throughout the world and are subject to a number of different environmental laws, regulations and reporting requirements. It is the responsibility of each Group company to implement a health, safety and environmental management system that is suited to its particular circumstances.

The costs of prevention, control, abatement or elimination of releases into the air and water, as well as the disposal and handling of waste at operating facilities, are considered to be an ordinary part of business. As such, these amounts are included within operating expenses. An estimate of the order of magnitude of amounts incurred in 2004 for Group companies, based on allocations and managerial judgment, is \$1.4 billion (2003: \$1.3 billion).

Expenditures of a capital nature to limit or monitor hazardous substances or releases include both remedial response on sensitive sites



Royal Dutch/Shell Group of Companies **71**
20-F/A (Amendment No. 1) 2004

Provisions and liabilities

Provisions are recognised for the future decommissioning and restoration of oil and gas production facilities and pipelines at the end of their economic lives. The estimated cost is provided over the life of the proved developed reserves on a unit-of production basis. Changes in the estimates of costs to be incurred, proved developed reserves or in the rate of production will therefore impact net income, over the remaining economic life of oil and gas assets.

Other provisions and liabilities are recognised in the period when it becomes probable that there will be a future outflow of funds resulting from past operations or events which can be reasonably estimated. The timing of recognition requires the application of judgment to existing facts and circumstances, which can be subject to change.

Estimates of the amounts of provisions and liabilities recognised are based on current legal and constructive requirements, technology and price levels. Because actual outflows can differ from estimates due to changes in laws, regulations, public expectations, technology, prices and conditions, and can take place many years in the future, the carrying amounts of provisions and liabilities are regularly reviewed and adjusted to take account of such changes.

In relation to decommissioning and restoration costs, the estimated interest rate used in discounting the cash flows is reviewed at least annually. The interest rate used to determine the balance sheet obligation at December 31, 2004, was 6%.

As further described in Note 28 to the Group Financial Statements, the Group is subject to claims and actions. The facts and circumstances relating to particular cases are evaluated in determining whether it is “probable” that there will be a future outflow of funds and, once established, whether a provision relating to a specific litigation is sufficient. Accordingly, significant management judgment relating to contingent liabilities is required since the outcome of litigation is difficult to predict. Despite this uncertainty, actual payments related to litigation during the three years ended December 31, 2004 have not been material to the Group’s financial condition or results of operations.

Notwithstanding the possibility of outcomes outside expected ranges, in recent years the Group’s experience has been that estimates used in determining the appropriate levels of provisions have been materially adequate in anticipating actual outcomes.

A change in estimate of a recognised provision or liability would result in a charge or credit to net income in the period in which the change occurs (with the exception of decommissioning and restoration costs as described above).

Statement of Assets and Liabilities

		\$ million	
		Dec 31, 2004	Dec 31, 2003 As restated ^a
	Note		
Fixed assets			
Tangible assets	11	88,940	87,088
Intangible assets	11	4,890	4,735
Investments:			
associated companies	7	19,743	19,371
securities	15	1,627	2,317
other		1,121	1,086
Total fixed assets		116,321	114,597
Other long term assets			
Prepaid pension costs	21	8,278	6,516
Deferred taxation	10	1,995	2,092
Other	12	4,369	2,741
Total other long-term assets		14,642	11,349
Current assets			
Inventories	13	15,391	12,690
Accounts receivable	14	37,998	28,969
Cash and cash equivalents	15	8,459	1,952
Total current assets		61,848	43,611
Current liabilities: amounts due within one year			
Short-term debt	16	5,822	11,027
Accounts payable and accrued liabilities	18	40,207	32,347
Taxes payable	10	9,885	5,927
Dividends payable to Parent Companies		4,750	5,123
Total current liabilities		60,664	54,424
Net current assets/(liabilities)		1,184	(10,813)
Total assets less current liabilities		132,147	115,133
Long-term liabilities: amounts due after more than one year			
Long-term debt	16	8,600	9,100
Other	19	8,065	6,054
		16,665	15,154
Provisions			
Deferred taxation	10	14,844	15,185
Pensions and similar obligations	21	5,044	4,927
Decommissioning and restoration costs	24	5,709	3,955
		25,597	24,067
Group net assets before minority interests		89,885	75,912
Minority interests		5,309	3,415
Net assets		84,576	72,497

a See Note 2.

Royal Dutch/Shell Group of Companies **G3**
20-F/A (Amendment No. 1) 2004

Statement of Assets and Liabilities

	\$ million				
	December 31, 2003				
	As originally reported ^a	Second Reserves Restatement	As restated	Reclassification for deferred tax ^b	As restated
Fixed assets					
Tangible	87,701	(613)	87,088	-	87,088
Intangible	4,735	-	4,735	-	4,735
Investments	22,787	(113)	22,774	-	22,774
Other long-term assets	9,257	-	9,257	2,092	11,349
Current assets	43,611	-	43,611	-	43,611
Current liabilities	54,424	-	54,424	-	54,424
Long-term liabilities	15,154	-	15,154	-	15,154
Provisions					
Deferred taxation	13,355	[262]	13,093	2,092	15,185
Pensions and decommissioning	8,882	-	8,882	-	8,882
Minority interests	3,428	[13]	3,415	-	3,415
Net assets	72,848	[351]	72,497	-	72,497

a As reported in the 2003 Annual Report and Accounts and the 2003 Annual Report on Form 20-F, as filed with the SEC on June 30, 2004.

b Deferred tax assets and liabilities are presented at December 31, 2004 separately in the Statement of Assets and Liabilities, with reclassification of the prior year.

(c) Provision for deferred taxation

The provision for deferred taxation comprises the following tax effects of temporary differences:

	\$ million	
	2004	2003 As restated
Tangible and intangible fixed assets	17,738	17,365
Pensions and similar obligations	2,653	2,118
Other items	2,568	2,649
Total deferred tax liabilities	22,959	22,132
Tax losses carried forward	(4,214)	(3,876)
Foreign tax credits ^a	(2,042)	(1,633)
US trademark ^b	(247)	(309)
Provisions		
Pensions and similar obligations	(1,228)	(1,329)
Decommissioning and restoration costs	(2,191)	(1,934)
Environmental and other provisions	(455)	(334)
Tangible and intangible fixed assets	(461)	(153)
Other items	(3,266)	(3,268)
Total deferred tax assets	(14,104)	(12,836)
Asset valuation allowance	3,994	3,797
Deferred tax assets net of valuation allowance	(10,110)	(9,039)
Net deferred tax liability	12,849	13,093
Presented in the Statement of Assets and Liabilities as:		
Deferred tax assets	1,995	2,092
Deferred tax liabilities	14,844	15,185

a Foreign tax credits represent surplus credits arising in holding and sub-holding Group companies on income from other jurisdictions. A valuation allowance has been recorded against the substantial part of these balances in both 2004 and 2003.

b Deferred tax asset created upon transfer of US trademark rights from a US wholly-owned Group company to a Netherlands wholly-owned Group company.

The Group has tax losses carried forward amounting to \$12,705 million at December 31, 2004. Of these, \$10,470 million can be carried forward indefinitely. The remaining \$2,235 million expires in the following years:

	\$ million
2005	702
2006	239
2007	452
2008	70
2009 – 2013	404
2014 – 2019	368

Royal Dutch/Shell Group of Companies **G17**
20F/A (Amendment No. 1) 2004

Decommissioning and restoration costs

Estimated decommissioning and restoration costs are based on current requirements, technology and price levels and are stated at fair value, and the associated asset retirement costs are capitalised as part of the carrying amount of the related tangible fixed assets. In

G12 Royal Dutch/Shell Group of Companies
20F/A (Amendment No. 1) 2004

2004

	\$ million			
	Movements derived from Statement of Cash Flows	Movements arising from currency translation	Non-cash movements	Movements derived from Statement of Assets and liabilities
Tangible and intangible fixed assets	(2,627)	3,448	1,186	2,007
Investments	(599)	122	194	(283)
Other long-term assets	2,459	598	236	3,293
Inventories	2,731	691	(721)	2,701
Accounts receivable	8,462	1,327	(760)	9,029
Cash and cash equivalents	6,394	113	-	6,507
Short-term debt	3,701	(414)	1,335	4,622
Short-term part of long-term debt	672	(89)	-	583
Accounts payable and accrued liabilities	(7,708)	(784)	632	(7,860)
Taxes payable	(2,999)	(577)	(382)	(3,958)
Long-term debt	817	(357)	40	500
Other long-term liabilities	(1,442)	(247)	(322)	(2,011)
Deferred taxation	672	(673)	342	341
Other provisions	(148)	(471)	(1,252)	(1,871)
Minority interests	(1,257)	(100)	(528)	(1,885)

Royal Dutch/Shell Group of Companies **G23**
20F/A (Amendment No. 1) 2004

24 Decommissioning and restoration costs

	\$ million					
	Short-term	long-term	2004 Total	Short-term	long-term	2003 Total
At January 1	89	3,955	4,044	71	3,528	3,599
Cumulative effect of change in accounting policy ^a	-	-	-	108	(102)	6
Liabilities incurred	6	291	297	-	174	174
Liabilities settled	(77)	(118)	(95)	(106)	(37)	(143)
Accretion expense	-	284	284	-	49	49
Reclassifications and other movements	160	912	1,072	12	12	24
Currency translation differences	7	285	292	4	331	335
At December 31	185	5,709	5,894	89	3,955	4,044

^a US accounting standard FAS 143 (Asset Retirement Obligations) was effective from the beginning of 2003 (see Note 3).

A review of the estimated provision for decommissioning and restoration costs was performed during 2004 based on current experience and techniques. This resulted in an increase of \$1.1 billion in both the provision and corresponding tangible fixed assets, reported within other movements.

For the purposes of calculating provisions for decommissioning and restoration costs, estimated total ultimate liabilities of \$9.8 billion at

Royal Dutch/Shell Group of Companies **G29**
20F/A (Amendment No. 1) 2004

NETHERLANDS GAAP

Statement of Assets and Liabilities

		\$ million	
	Note	Dec 31, 2004	Dec 31, 2003 As restated ^a
Fixed assets			
Tangible assets	36	88,451	87,088
Intangible assets	36	4,436	4,448
Investments:			
associated companies	34	20,140	19,371
securities	15	1,627	2,317
other		1,121	1,086
Total fixed assets		115,775	114,310
Other long-term assets			
Prepaid pension costs	21	8,278	6,516
Deferred taxation	10	1,995	2,092
Other	12	4,369	2,741
Total other long-term assets		14,642	11,349
Current assets			
Inventories	13	15,391	12,690
Accounts receivable	14	37,998	28,969
Cash and cash equivalents	15	8,459	1,952
Total current assets		61,848	43,611
Current liabilities: amounts due within one year			
Short-term debt	16	5,822	11,027
Accounts payable and accrued liabilities		40,207	32,347
Taxes payable	10	9,885	5,927
Dividends payable to Parent Companies		4,750	5,123
Total current liabilities		60,664	54,424
Net current assets/(liabilities)		1,184	(10,813)
Total assets less current liabilities		131,601	114,846
Long-term liabilities: amounts due after more than one year			
Long-term debt	37	8,600	9,100
Other		8,065	6,054
		16,665	15,154
Provisions			
Deferred taxation	35	14,738	15,185
Pensions and similar obligations	21	5,044	4,927
Decommissioning and restoration costs	24	5,709	3,955
		25,491	24,067
Group net assets before minority interests		89,445	75,625
Minority interests		5,309	3,415
Net assets		84,136	72,210

^a See Note 2.

A N E X O “H”

FORMULÁRIO 20-F 2005 DA SHELL

The Group's operations and earnings are subject to risks related to the impact of climate change

Concern about climate change is leading to government action to manage emissions and societal challenge to future oil and gas developments. As such, there is a delivery risk to future projects and a compliance risk for existing facilities which cannot demonstrate adequate emissions management. Realisation of these risks could have an adverse impact on the Group's operational performance and financial position.

Supplementary information on derivatives and other financial instruments and derivative commodity instruments is provided on pages 164 to 177 of this Report.

Environmental and decommissioning costs

Group companies are present in over 140 countries and territories throughout the world and are subject to a number of different environmental laws, regulations and reporting requirements. It is the responsibility of each Group company to comply with Group HSE standards, including the

> IFRS 2 "Share-based Payment" has only been applied to options issued after November 7, 2002 and not vested by January 1, 2005.

The policies set out in Note 3 below have been consistently applied to all periods presented except, as explained in the Note, for those relating to the classification and measurement of financial instruments to the extent that IFRS differs from US GAAP. The Shell Group has taken the exemption available under IFRS 1 to apply IAS 32 and IAS 39 from January 1, 2005 and the impact on transition is described in Note 28.

The Consolidated Financial Statements have been prepared under the historical cost convention as modified by the revaluation of certain financial assets and liabilities and other derivative contracts.

The preparation of financial information in conformity with IFRS requires the use of certain accounting estimates. It also requires management to exercise its judgment in the process of applying the Shell Group's accounting policies. The key accounting estimates and judgments are explained in Note 4 below. Actual results could differ from those estimates.

The Consolidated Financial Statements were authorised for issue on March 8, 2006 by the Board of Directors.

3 Accounting policies

Nature of the Consolidated Financial Statements

The Consolidated Financial Statements are presented in US dollars ("dollars") and include the accounts of Royal Dutch Shell and of those companies in which it, either directly or indirectly, has control either through a majority of the voting rights or the right to exercise a controlling influence or to obtain the majority of the benefits and be exposed to the majority of the risks.

Nature of operations and segmental reporting

The Shell Group is engaged in all principal aspects of the oil and natural gas industry, and also has interests in chemicals and additional interests in power generation and renewable energy (chiefly in wind and advanced solar energy). The Group conducts its business through five principal segments, Exploration & Production, Gas & Power, Oil Products, Chemicals and Other Businesses. These activities are conducted in more than 140 countries and territories.

110 Royal Dutch Shell plc

Property, plant and equipment and intangible assets

(a) Recognition in the Consolidated Balance Sheet

Property, plant and equipment, including expenditure on major inspections, and intangible assets are initially recorded in the Consolidated Balance Sheet at cost where it is probable that they will generate future economic benefits. This includes capitalisation of decommissioning and restoration costs associated with provisions for asset retirement (see "Provisions") and certain development costs (see "Research and development"). Accounting for exploration costs is described separately below ("Exploration costs"). Intangible assets include goodwill, capitalised software costs and trademarks. Interest is capitalised, as an increase in property, plant and equipment, on capital projects during construction.

Property, plant and equipment and intangible assets are subsequently recognised at cost less accumulated depreciation (including any impairment).

(b) Depreciation, depletion and amortisation

Property, plant and equipment related to oil and natural gas production activities are depreciated on a unit-of-production basis over the proved developed reserves of the field concerned, except in the case of assets whose useful life is shorter than the lifetime of the field, in which case the straight-line method is applied. Rights and concessions are depleted on the unit-of-production basis over the total proved reserves of the relevant area. Unproved properties are amortised as required by particular circumstances. Other property, plant and equipment are generally depreciated on a straight-line basis over their estimated useful lives which is generally 20 years for refineries and chemicals plants, 15 years for retail service station facilities, and major inspection costs are amortised over three to five years which represents the estimated period before the next planned major inspection. Property, plant and equipment held under finance leases are depreciated over the shorter of the assets' estimated useful lives and the lease term.

Goodwill is not amortised but instead tested for impairment annually. Other intangible assets are amortised on a straight-line basis over their estimated useful lives (for periods up to 40 years).

Fair value is based on market prices where available, otherwise it is calculated as the net present value of expected future cash flows.

From January 1, 2005 this has resulted in certain unquoted equity securities being recognised at fair value compared with recognition at cost under US GAAP. This change in accounting has no impact on the timing of recognition of income arising from these investments.

Securities forming part of a portfolio which is required to be held long term are classified under investments.

Provisions

Provisions are liabilities where the timing or amount of future expenditure is uncertain. Provisions are recorded at the best estimate of the present value of the expenditure required to settle the present obligation at the balance sheet date. Non-current amounts are discounted using the risk-free rate. Specific details for decommissioning and restoration costs and environmental remediation are described below.

Estimated decommissioning and restoration costs, which are primarily in

Notes to the Consolidated Financial Statements

Although the possibility exists for changes in reserves to have a critical effect on depreciation, depletion and amortisation charges and, therefore, income, it is expected that in the normal course of business the diversity of the Shell portfolio will constrain the likelihood of this occurring.

Exploration costs

Capitalised exploration drilling costs more than 12 months old are expensed under Group accounting policy unless (a) proved reserves are booked, or (b) (i) they have found commercially producible quantities of reserves and (ii) they are subject to further exploration or appraisal activity in that either drilling of additional exploratory wells is under way or firmly planned for the near future or other activities are being undertaken to sufficiently progress the assessing of reserves and the economic and operating viability of the project. In making decisions about whether to continue to capitalise exploration drilling costs for a period longer than 12 months, it is necessary to make judgments about the satisfaction of each of these conditions. If there is a change in one of these judgments in a subsequent period, then the related capitalised exploration drilling costs would be expensed in that period, resulting in a charge to income. Information on these costs, including the amounts capitalised at December 31, 2005 and write-offs in 2005 and 2004 of previously capitalised costs, are given in Note 13.

Impairment of assets

For oil and gas properties with no proved reserves, the capitalisation of exploration costs and the basis for carrying those costs on the balance sheet are explained above. For properties with proved reserves, the carrying amounts of major property, plant and equipment are reviewed for possible impairment annually, while all assets are reviewed whenever events or changes in circumstances indicate that the carrying amounts for those assets may not be recoverable. If assets are determined to be impaired the carrying amounts of those assets are written down to recoverable amount, which is the higher of fair value less costs to sell and value in use determined as the amount of estimated discounted future cash flows. For this purpose, assets are grouped based on separately identifiable and largely independent cash flows. Impairments can also occur when decisions are taken to dispose of assets. Impairments, except those relating to goodwill, are reversed as applicable to the extent that the events or circumstances that triggered the original impairment have changed.

Estimates of future cash flows are based on management estimates of future commodity prices, market supply and demand, product margins and, in the case of oil and gas properties, the expected future production volumes. Other factors that can lead to changes in estimates include restructuring plans and variations in regulatory environments. Expected future production volumes, which include both proved reserves as well as volumes that are expected to constitute proved reserves in the future, are used for impairment testing because the Shell Group believes this to be the most appropriate indicator of expected future cash flows, used as a measure of value in use. Estimates of future cash flows are risk-weighted and consistent with those used in Group companies' business plans. A discount rate based on the Group's risk-free rate is used in impairment testing, adapted where required to specific local circumstances. Changes in the discount rate can result from inflation rates, individual country risks and currency risks. The Shell Group reviews the discount rate to be applied on an annual basis but the risk-free rate has been stable in recent years.

Asset impairments or their reversal have the potential to significantly impact income. Amounts in 2005 and 2004 are given in Note 13.

The Shell Group has a portfolio of assets across a number of business lines and geographic regions. The factors that influence estimated future cash

flows from assets also vary depending on the nature of the business activity in which those assets are used and geographical market conditions impacting the businesses in which assets are used. This wide business and geographic spread is such that it is not practicable to determine the likelihood or magnitude of impairments under different sets of assumptions. The assumption on future oil prices tends to be stable because the Group does not consider short-term increases or decreases in prices as being indicative of long-term levels. At the end of 2005 the estimated oil and gas prices used for impairment testing were lower than prices prevailing in the market at that time.

Provisions

Provisions are recognised for the future decommissioning and restoration of oil and gas production facilities and pipelines at the end of their economic lives. The estimated cost is charged to income over the life of the proved developed reserves on a unit-of-production basis. Changes in the estimates of costs to be incurred, proved developed reserves or in the rate of production will therefore impact income, over the remaining economic life of oil and gas assets.

Other provisions are recognised in the period when it becomes probable that there will be a future outflow of funds resulting from past operations or events which can be reasonably estimated. The timing of recognition requires the application of judgment to existing facts and circumstances, which can be subject to change.

Estimates of the amounts of provisions recognised are based on current legal and constructive requirements, technology and price levels. Because actual outflows can differ from estimates due to changes in laws, regulations, public expectations, technology, prices and conditions, and can take place many years in the future, the carrying amounts of provisions are regularly reviewed and adjusted to take account of such changes.

In relation to decommissioning and restoration costs, the estimated interest rate used in discounting the cash flows is reviewed at least annually. The interest rate used to determine the balance sheet obligation at December 31, 2005 was 6%.

Information on provisions, including changes in 2005 and 2004, is given in Note 23.

As further described in Note 33, the Shell Group is subject to claims and actions. The facts and circumstances relating to particular cases are evaluated in determining whether it is "probable" that there will be a future outflow of funds and, once established, whether a provision relating to a specific litigation is sufficient. Accordingly, significant management judgment relating to contingent liabilities is required since the outcome of litigation is difficult to predict. Despite this uncertainty, actual payments related to litigation during the two years ended December 31, 2005 have not been material to the Group's financial condition or results of operations.

Notwithstanding the possibility of outcomes outside expected ranges, in recent years the Group's experience has been that estimates used in determining the appropriate levels of provisions have been materially adequate in anticipating actual outcomes.

A change in estimate of a recognised provision would result in a charge or credit to income in the period in which the change occurs (with the exception of decommissioning and restoration costs as described above).

23 Other provisions**(a) Current**

					\$ million
	Decommissioning and restoration costs	Environmental costs	Redundancy costs	Other	Total
At January 1, 2004	73	296	293	413	1,075
Additional provisions	–	32	476	388	896
Amounts charged against provisions	(60)	(227)	(353)	(63)	(703)
Reclassifications and other movements	148	135	26	159	468
Currency translation differences	6	7	18	45	76
At December 31, 2004	167	243	460	942	1,812
Additional provisions	34	68	92	217	411
Amounts charged against provisions	(63)	(163)	(282)	(208)	(716)
Reclassifications and other movements	105	119	16	(93)	147
Currency translation differences	(10)	(8)	(22)	(65)	(105)
At December 31, 2005	233	259	264	793	1,549

Included in other provisions at December 31, 2005 are \$0.1 billion relating to legal proceedings, \$0.1 billion relating to loyalty schemes and \$0.2 billion relating to restructuring and employee end-of-service benefits.

Additional provisions for redundancy costs in 2004 relate to 4,000 employees mainly in the Oil Products segment, primarily due to portfolio restructuring, and in the Corporate and Other segment due to restructuring in information and technology.

(b) Non-current

					\$ million
	Decommissioning and restoration costs	Environmental costs	Redundancy costs	Other	Total
At January 1, 2004	3,527	573	149	692	4,941
Additional provisions	277	121	14	118	530
Amounts charged against provisions	(18)	(18)	(4)	(92)	(132)
Accretion	265	22	–	17	304
Reclassifications and other movements	929	(130)	(37)	123	885
Currency translation differences	250	6	7	37	300
At December 31, 2004	5,230	574	129	895	6,828
Additional provisions	385	175	17	206	783
Amounts charged against provisions	(21)	(27)	(6)	(119)	(173)
Accretion	320	19	–	32	371
Reclassifications and other movements	156	(114)	(33)	–	9
Currency translation differences	(378)	(8)	(13)	(34)	(433)
At December 31, 2005	5,692	619	94	980	7,385

Included in other provisions at December 31, 2005 are \$0.4 billion relating to legal proceedings, \$0.1 billion relating to loyalty schemes and \$0.1 billion relating to restructuring and employee end-of-service benefits.

A review of the estimated provision for decommissioning and restoration costs was performed during 2004 based on current experience and techniques. This resulted in an increase of \$1.0 billion in both the provision and corresponding property, plant and equipment assets which was reported within other movements.

For the purposes of calculating provisions for decommissioning and restoration costs, estimated total ultimate liabilities of \$10.5 billion at December 31, 2005 (2004: \$9.1 billion) were used. Such estimates are subject to various regulatory and technological developments.

24 Other non-current liabilities

	\$ million	
	Dec 31, 2005	Dec 31, 2004
Derivative contracts	1,113	1,801
Deferred income	1,236	1,252
Customer deposits	535	603
Liabilities under staff benefit plans	686	540
Advance payments received under long-term supply contracts	298	354
Other payables	1,227	1,250
	5,095	5,800

The carrying amount of financial liabilities included above approximates fair value.