

**TÍTULO: VALUATION ALLOWANCE X IMPAIRMENT E A DECISÃO DE SUA  
IMPLANTAÇÃO NO BALANÇO.**

**Aluno: João Carlos Henrique  
joaochenrique@yahoo.com.br**

**Orientador: Professor Carlos Renato Theóphilo  
USP/FIPECAFI**

**Área: Contabilidade Internacional**

**VITORIA  
2006**

Endereço/Address: Av. Fernando Ferrari, 1358,  
Goiabeiras, Vitória, ES – Brasil – CEP: 29.075-010  
Telephone/Phone: 55 27 4009-4444 - Fax: 55 27 4099-4422  
www.fucape.br – fucape@fucape.br

## RESUMO

Esta Monografia foi apresentada à Universidade de São Paulo – USP–FIEPECAFI, como requisito final, obrigatório, para obtenção do certificado de conclusão do MBA em Gestão Contábil, obtendo o conceito “A” e também ganhou o prêmio Eliseu Martins da Fucape 2006 e tem a premissa de apresentar as vantagens e desvantagem entre o critério de se utilizar o SFAS 19 – Valuation Allowance, em contrapartida ao SFAS 144 – Impairment, para uma empresa do ramo de Petróleo, na publicação de seu balanço em USGAAP, em função da negociação de suas ações na NISE (Bolsa de Nova York). A diferença principal de critério entre os 2 SFAS é que o SFAS 19 permite efetuar a reversão contábil se num futuro próximo algumas premissas forem atendidas e dentro dos critérios técnicos exigidos. Já o SFAS 144 possui critérios fixos, não permitindo a reversão contábil após sua implantação, mesmo que a situação futura esteja reversa da data de origem do impairment, tais como maxivaloração do barril de petróleo, aumento sensível da reserva de petróleo no campo, novas tecnologias, etc. Na Demonstração do Resultado da empresa, pudemos demonstrar que houve, aumento proporcional do Lucro Líquido por Ação, sendo melhor para a Empresa, para os acionistas, para o Governo com aumento de impostos e para os Empregados, com aumento na participação nos lucros.

**PALAVRAS-CHAVE: Valuation Allowance, Impairment, SFAS 19, SFAS 144,**

## 1 – APRESENTAÇÃO:

No Brasil não existe até 2004 nenhum pronunciamento, seja do IBRACON, CVM, CRC, sobre Impairment.<sup>1</sup> Logo, nas demonstrações contábeis BR GAAP não estão contidos os valores dos campos produtores<sup>2</sup> que sofreram Impairment, ficando para as Notas Explicativas as argumentações dos ajustes necessários que estão contidos no Balanço Patrimonial.

No ano de 2002 foram identificados vários eventos que estão contribuindo para a condução das normas contábeis a um padrão mundial. Tanto o *Financial Accounting Standards Board* (FASB) quanto o *International Accounting Standards Board* (IASB) concordam que a convergência dos padrões contábeis é um objetivo primeiro para os próximos anos, reconhecendo, ainda, que existem muitas divergências que, no conjunto, causam muitos problemas na utilização, preparação, auditoria e regulamentação dos relatórios financeiros.

Como existe a dificuldade de se ter uma ÚNICA norma internacional e também de se caracterizar o elemento vital das empresas industriais, que são seus ativos, também existe a dificuldade de se decidir pela utilização de um procedimento ou outro, no caso o SFAS 19 – Valuation Allowance<sup>3</sup> que é o reconhecimento de uma perda circunstancial, **passível de REVERSÃO** quando o valor do ativo *não condiz temporariamente* com o valor contábil, devido a condições específicas de alguma das variáveis usadas no fluxo de caixa utilizado na determinação do valor justo do ativo e SFAS 144 – Impairment que é um teste feito anualmente nas reservas provadas para identificar eventos ou mudanças que indiquem as alterações nos valores residuais das reservas, **não podendo ser REVERTIDO**.

### 1.1 - ANTECEDENTES DO PROBLEMA:

O parágrafo 8 do SFAS nº. 144 (FASB, 2001) indica que um ativo de longa duração deverá ser testado em sua capacidade de recuperação sempre que eventos ou mudanças em circunstâncias indiquem que seu valor contábil não possa ser recuperável. São exemplos de tais eventos ou mudanças em circunstâncias:

- uma diminuição significativa no preço de mercado de um ativo de longa duração (ou grupo de ativos);

---

<sup>1</sup> *Impairment* → Análise efetuada periodicamente, sempre que houver indícios que indiquem a possibilidade, nos ativos imobilizados da empresa, de identificar eventos ou mudanças de caráter definitivo ou indiquem que seus valores contábeis residuais são superiores ao valor justo dos ativos, o que indicaria em caso em que **situação seja irreversível** na necessidade de se proceder a um “*Impairment*” parcial ou até mesmo o total se assim for o caso.

<sup>2</sup> Campo Produtor de petróleo e/ou gás natural é uma área produtora destes fluidos, a partir de uma ou mais jazidas, a profundidades variáveis, abrangendo as instalações e os equipamentos destinados à produção.

<sup>3</sup> Sem tradução definida para o Português, pode ser entendido como permissão de avaliação

- uma modificação adversa significativa na extensão ou no modo pelo qual um ativo de longa duração (ou grupo de ativos) é utilizado ou uma modificação significativa em suas condições físicas;
- uma modificação adversa significativa em fatores legais, regulamentações de órgãos de controle governamental ou no ambiente empresarial (mercado) que poderia afetar o valor do ativo;
- uma perda operacional no período atual ou uma perda no fluxo de caixa, combinada com um histórico de perdas operacionais ou de fluxos de caixa ou uma projeção ou previsão que demonstram perdas continuadas associadas com o uso de um ativo de longa duração (ou grupo de ativos);
- uma expectativa atual, em um nível de probabilidade maior que 50 por cento, que um ativo de longa duração (ou grupo de ativos) será vendido ou, se não for vendido, será baixado muito antes do término de sua vida útil previamente calculada;
- um acréscimo significativo dos custos de construção ou aquisição de um ativo de longa duração (ou grupo de ativos), em comparação aos custos orçados.

As normas norte-americanas não esgotam as possibilidades de eventos que podem identificar uma possível perda de valor dos ativos duradouros. Todas as circunstâncias descritas levam em consideração a possibilidade da perda, em caráter significativo, ou seja, a materialidade do valor da perda deve ser considerada no momento da determinação da necessidade da empresa realizar o teste de *impairment* para os ativos (ou grupo de ativos) em análise.

## 1.2 - O PROBLEMA:

O parágrafo 15 do SFAS nº. 144 (FASB, 2001) estabelece que, uma vez previamente reconhecida a perda por *impairment*, fica **proibida** sua reversão (grifo nosso).

Somente são reconhecidas as perdas cujos valores forem significativos. Sendo assim, as alterações provocadas pelo reconhecimento da perda por *impairment* possuem relevância e necessitam de um tratamento especial no momento de sua divulgação. O SFAS nº. 144 (FASB, 2001-b) estabelece que as seguintes informações sejam divulgadas em notas explicativas às demonstrações financeiras, no período em que uma perda por *impairment* for reconhecida:

- a descrição do ativo (ou grupo de ativos) de longa duração que sofreu perda por *impairment*, assim como os fatos e as circunstâncias que justificam o prejuízo;
- o valor da perda por *impairment* e a conta na demonstração de resultado que inclui a perda, se esta não tiver sido apresentada em outro relatório;
- o método ou métodos utilizados para determinar valor justo (se baseado em um preço de cotação de mercado, preços para ativos semelhantes, ou outra técnica de estimação).

## 1.3 - OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho visa demonstrar com os dados obtidos, a indicação do critério mais adequado ao se empregar os critérios do SFAS 144 – Impairment ou do SFAS 19 – Valuation Allowance, em suas Demonstrações Contábeis.

Discutiremos os critérios definidos de acordo com as duas normas internacionais, trabalharemos os dados obtidos na (Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A), dos campos que sofreram Impairment, cruzaremos os dados com a produção dos campos pós Impairment, para verificar sua evolução ou involução e simularemos na sua Demonstração do Resultado dos Exercícios os impactos provenientes desta mudança, se melhor ou pior financeiramente para a Empresa, o governo, os Acionistas e para os Empregados.

## 2 – REFERENCIAL TEÓRICO (DESENVOLVIMENTO):

### 2.1 – ATIVO IMOBILIZADO

Gastos com Ativo Imobilizado são considerados investimentos, pois são aqueles incorridos visando a obtenção de um fluxo de benefícios ao longo de um período futuro.

No Statements of Financial Accounting Concepts n° 6 – Elements of Financial Statements, encontramos uma definição para ativos como sendo, “benefícios econômicos futuros prováveis, obtidos ou controlados por uma dada entidade em consequência de transações ou eventos passados” (FASB, 1985:16).

O Financial Accounting Standards Board (FASB) complementa esta definição, enumerando três características essenciais aos ativos:

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

2. Controle: a entidade pode controlar o acesso de outras entidades a esses benefícios, muito embora em alguns casos, o direito possa ser compartilhado com pessoas ou empresas específicas;

3. Eventos passados: os benefícios econômicos devem resultar de transações ou eventos passados, não devem incluir benefícios que poderão surgir no futuro, mas não existem ou não estão sob controle da entidade no presente.

#### 2.1.1 – Algumas Definições de Ativos pelo SFAS 144

Nas normas norte-americanas, em especial no SFAS n°. 144 (FASB, 2001-b), SFAS n°. 142 (FASB, 2001-a), SFAS n°. 121 e APB O n°. 30 (FASB, 1996) estão descritas algumas definições, importantes para este estudo:

- Ativos (*assets*) são prováveis benefícios econômicos futuros obtidos ou controlados por uma entidade particular como resultado de transações ou eventos passados;
- Ativo primário (*primary asset*) é o principal ativo tangível de longa duração que é depreciado ou o ativo intangível que é amortizado, ou seja, é o componente mais significativo do grupo de ativos, do qual deriva sua capacidade de geração de fluxo de caixa. O ativo primário de um grupo de recurso não pode ser, então, a terra ou um ativo intangível que não são amortizados;
- Valor contábil (*carrying amount*) é o valor pela qual um ativo é reconhecido no balanço patrimonial após a dedução de qualquer amortização acumulada;
- Perda por Impairment (*impairment loss*) é a perda decorrente na redução do valor recuperável do ativo, em excesso ao seu valor justo;

- Redução no valor recuperável do ativo (*impairment asset*) é a condição que existe quando o valor contábil de um ativo de longa duração (ou grupo de ativos) excede o seu valor justo;
- Valor justo (*fair value*) é o valor pelo qual um ativo ou obrigação pode ser comprado ou vendido em uma transação corrente entre partes dispostas, ou seja, exceto em vendas forçadas ou em liquidação;
- Valor justo de um grupo de ativos (*fair value of an asset group*) refere-se ao valor pelo qual o grupo de ativos poderia ser comprado, como um todo, ou poderia ser vendido, em uma transação corrente única. Então, o valor justo do grupo não é necessariamente igual à soma dos valores justos dos ativos e passivos individuais do grupo.

### 2.1.2 - Definição para Pesquisa e Desenvolvimento

O “FASB Statement No. 2” - “Accounting for Research and Development Costs”, de 1974, faculta às empresas que atuam em atividade extrativa, ativar os gastos com pesquisa e desenvolvimento, ou descarregá-los como despesa quando incorridos. Esta posição é reforçada no “Statement of Financial Accounting Standards No. 19”, de dezembro de 1977, “Financial Accounting Reporting by Oil and Gas Producing Companies”, consagrando três tratamentos possíveis para as reservas descobertas:

- “Expense”
- “Successful-Efforts”
- “Full Costs”

O método denominado “Expense” considera que todos os gastos ou investimentos realizados na atividade de exploração são tratados como despesas do período, não associados aos produtos gerados. Este tratamento não é mais aceito pelo fisco nos EUA, mas, por muito tempo, foi utilizado como “normalizador” do lucro das companhias de petróleo.

O método denominado “Successful-Efforts” distingue os esforços bem sucedidos daqueles que não resultaram em descoberta. Esforço bem sucedido pode ser entendido como aquele investimento em exploração que resultou em um poço de óleo e ou gás, produtor e economicamente viável. Todo investimento realizado no projeto que resultou em tal descoberta pode ser imobilizado (visão de custo) e amortizado posteriormente, em função dos volumes efetivamente produzidos. Em última análise, permite confrontar os custos incorridos no passado com as receitas futuras estimadas do projeto. Caso o VPL – Valor Presente Líquido – do projeto (um determinado volume, valorado a um preço dado, descontado a uma determinada taxa que varia de ano para ano, e de país para país) seja inferior ao valor investido em exploração. A diferença deve ser imediatamente levada a resultado. Naturalmente o esforço mal sucedido é levado ao resultado no próprio exercício. É o método adotado por 90% das grandes companhias de petróleo, e também adotado pela legislação societária brasileira.

O método denominado de “Full Costs” considera que todos os gastos, realizados em uma determinada região geográfica, seja ela pequena ou grande, devem ser ativados para posterior confronto com as receitas geradas pelos produtos disponibilizados. É o método preferido pelas pequenas e médias companhias, onde a pressão dos acionistas por dividendos é maior.

O quadro a seguir compara as três abordagens em relação aos dividendos e antecipação de impostos:

4

Método	Tratamento	Efeito fiscal	Efeito nos dividendos	Principais usuários
<i>Expense</i>	Gastos totais lançados a resultado no exercício	Melhor	Pior	Atualmente não permitido
<i>Successful Efforts</i>	Parte dos gastos lançados a resultado Parte dos gastos ativados	Médio	Médio	Grandes companhias
<i>Full Costs</i>	Gastos totais ativados	Pior	Melhor	Pequenas e grandes companhias

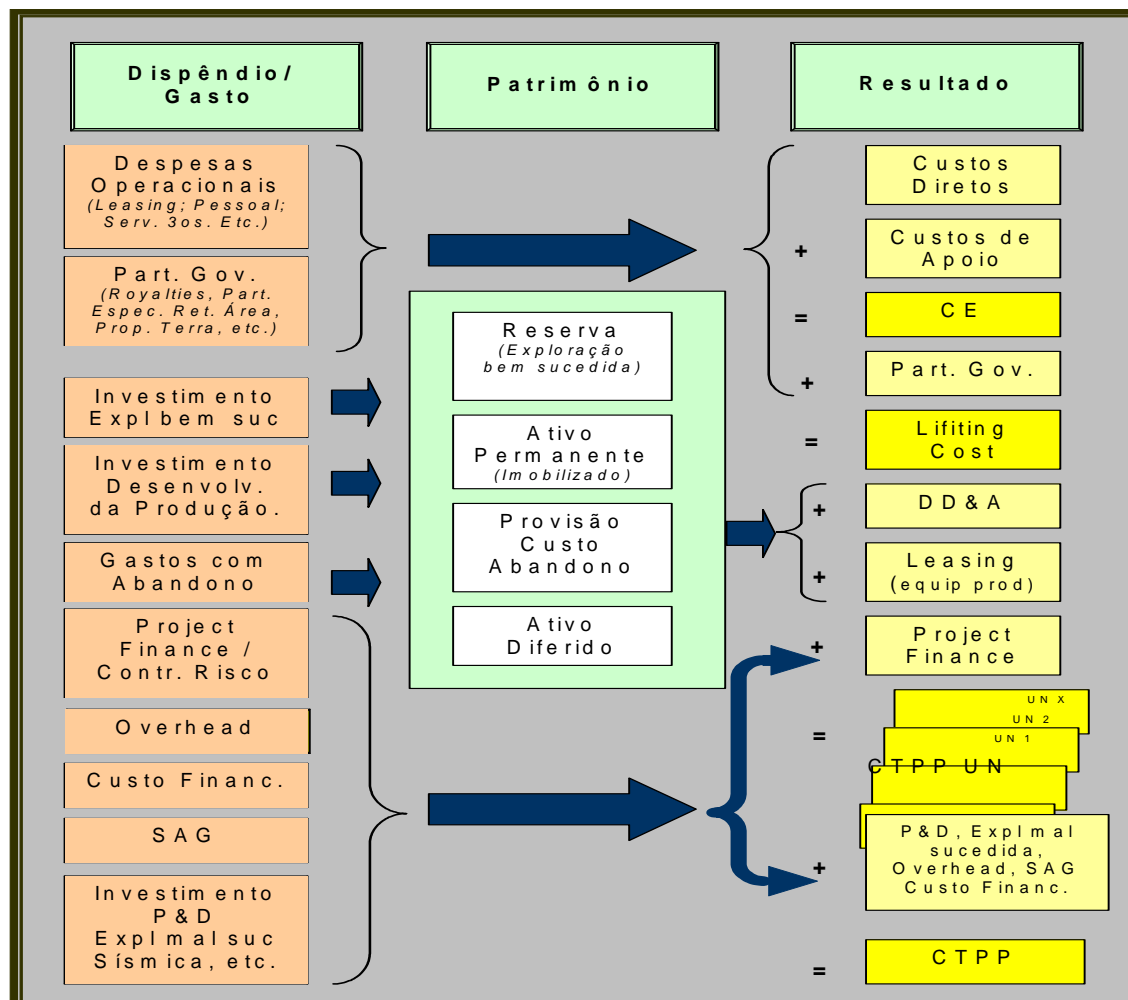
Métodos de contabilização para a reserva descoberta segundo o FASB:

### 2.1.3 - Transformação de Dispêndio em Ativo ou Resultado

O método permitido pelo FASB para transformação de um Ativo ou ser apropriado diretamente a Resultado está demonstrado no quadro abaixo, o que por si só já traduz um longo ensinamento:

<sup>4</sup> Fonte: FASB – Financial Accounting Standards Board

<sup>5</sup> Fonte: Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A



## 2.2 – IMPAIRMENT – SFAS 144

*Impairment* deve ser entendido como a análise efetuada anualmente nos ativos imobilizados da empresa, para identificar eventos ou mudanças que indiquem que seus valores residuais sofreram alterações e podem não ser recuperáveis devido às mudanças ocorridas em suas reservas provadas.

O SFAS 144 “Accounting for the *impairment* or Disposal of Long-Lived Assets” que é um avanço do SFAS 121 e do APB 30 que tratam do mesmo tema, devidamente complementado pelo FAB “Concept Statement 7 – CON 7”, são os pronunciamentos emitidos pela FASB que tratam de “*Impairment*”.

Definições conceituais:

*Impairment* → Análise efetuada periodicamente, sempre que houver indícios que indiquem a possibilidade, nos ativos imobilizados da empresa, de identificar eventos ou mudanças de caráter definitivo ou indiquem que seus valores contábeis residuais são superiores ao valor justo dos

ativos, o que indicaria em caso em que **situação seja irreversível** na necessidade de se proceder a um “*Impairment*” parcial ou até mesmo o total se assim for o caso.

O conhecimento da reserva de óleo e gás é um processo contínuo que incorpora novos conhecimentos e informações constantemente, durante toda a vida econômica da reserva. O valor da reserva guarda íntima relação com o potencial volumétrico das mesmas, com a expectativa de preços futuros do petróleo extraído, com o custo esperado para seu desenvolvimento (vide produção, a seguir), com os custos operacionais esperados para sua operação, e, naturalmente, com o custo do capital necessário para se realizar tal projeto. Entretanto, o respeito aos *Princípios de Contabilidade Geralmente Aceitos (BRGAAP ou USGAAP)*, não permite imobilizar o valor da reserva, quando este for superior ao custo de sua obtenção. Este ganho extra somente irá aparecer na medida em que a reserva for explorada, na forma de receitas em muito excedentes aos custos de extração, inclusive o DD&A. Assim, apenas os custos incorridos na obtenção da reserva, o investimento em exploração, é que são acumulados em conta específica, e amortizados por meio da depleção, em prazo regulamentado pela legislação. Sempre vale a regra “*Custo ou Mercado, dos dois o menor*”, de forma que, caso o valor da reserva, apurado de acordo com regras previstas na legislação (*US-GAAP*), seja menor do que o total de custos incorridos em sua obtenção, a diferença deve ser, e é, lançada imediatamente a resultado. Em outras palavras, o valor da reserva, aquele que será depletado – amortizado – será o total de custos incorridos na obtenção da reserva, ou o “*valor de mercado da reserva*”, apurado em conformidade com as regras previstas na legislação, aquele que for menor. Este ajuste é denominado “*Impairment*”, e pode ser bastante significativo.

Esse teste financeiro (*impairment test*) precisa ser realizado para atender às exigências da SEC, pois a comparação entre esses dois valores irá indicar se o valor monetário de uma reserva é suficiente para recuperar os investimentos realizados no campo até aquele momento.

O cálculo do *impairment* consiste em 3 etapas:

- 1º) Comparar o investimento líquido dos campos com o fluxo de caixa nominal preço Petrobras-Petróleo Brasileiro S/A, calculado com base na reserva provada pré-imposto.
- 2º) Para os campos que ficaram negativos na 1ª etapa, elaborar um novo cálculo utilizando o fluxo de caixa nominal preço Petrobras-Petróleo Brasileiro S/A, com base na reserva provada + provável pré-imposto.
- 3º) Calcular o ajuste do saldo do ativo para os campos que continuaram negativos na 2ª etapa utilizando o fluxo de atualizado, com base na reserva provada pós imposto.

Obs: Somente será utilizado o preço da empresa de exploração de petróleo para o cálculo do fluxo de caixa se o mesmo for inferior ao preço SEC – Security and Exchange Commission, caso contrário, utiliza-se o preço SEC.

## Principais tópicos relacionados com o Teste de *Impairment* (SFAS 144 FASB) <sup>6</sup>

<sup>6</sup> Fonte: FASB – Financial Accounting Standards Board

Principais Pronunciamentos	SFAS Nº. 144, de agosto de 2001.
Necessidade da Realização do Teste de <i>Impairment</i>	Quando eventos ou circunstâncias indicam que o valor contábil do ativo possa não ser mais recuperável.
Valor de Recuperação do Ativo de Longa Duração	Comparação do valor contábil do ativo (ou grupo de ativos) com os fluxos de caixa futuros não descontados projetados para esse ativo.
Valor de Uso de um Ativo de Longa Duração	Valor justo dos ativos menos o custo para baixa.
Valor justo de um Ativo de Longa Duração	Valor de mercado ativo do bem. Se esse não existir ou não for confiável, utiliza-se o valor de mercado de um ativo com características similares. Se ainda não houver esta informação, efetua-se a projeção do fluxo de caixa pela utilização do ativo, descontado a valor presente.
Apuração da Perda por <i>Impairment</i> em Ativos de Longa Duração	Comparação do Valor Contábil com o Valor Justo. Ocorrerá uma perda por <i>Impairment</i> quando o valor contábil for superior ao Valor Justo.
Grupos de Ativos	Grupo de Ativos é o menor nível de agrupamento de ativos para o qual existam fluxos de caixa identificáveis independentes de outros ativos ou grupos de ativos.
Reconhecimento da Perda por <i>Impairment</i>	Reduz diretamente o valor contábil do ativo em contrapartida a uma perda operacional na apuração do resultado do exercício.
Revisão da Perda por <i>Impairment</i>	<b>Proibida a reversão</b> da perda anteriormente reconhecida.

### 2.3 – VALUATION ALLOWANCE – SFAS 19

É o reconhecimento de uma perda circunstancial, *provavelmente reversível*, quando se estima que o valor do ativo *não condiz temporariamente* com o valor contábil do mesmo, devido a condições específicas de alguma das variáveis usadas no fluxo de caixa, utilizado na determinação do valor justo do ativo. O “valuation Allowance” **pode ser revertido** caso a condição que determinou a perda efetivamente seja revertida.

O SFAS 19 define critérios apenas para atividades produtoras de óleo e gás. Não define critérios para transporte, refino ou comercialização. Também não se aplica a produção de outros recursos minerais não-regenerativos, à produção de vapor geotérmico, à extração de

hidrocarbonetos como subprodutos da produção de vapor geotérmico e recursos geotérmicos associados ou a extração de hidrocarbonetos de "shale, tar sand" ou carvão.

Também identifica que, empresas produtoras de óleo e gás possuem tipos especiais de ativos, cujos custos devem ser capitalizados quando incorridos:

a) Propriedades (Interesses minerais em propriedades);

- Não provadas;
- Provadas.

b) Poços e equipamentos e instalações relacionados;

c) Equipamentos e instalações de suporte utilizados em atividades de produção de óleo e gás; - Poços, equipamentos e instalações incompletos.

### RESUMO ESQUEMÁTICO <sup>7</sup>

	<b>CUSTO</b>	<b>CLASSIFI CAR COMO</b>	<b>RECLASSIFICAÇÃO</b>	<b>AMORTIZAR</b>
1	Aquisição de propriedades não provadas	Propriedades não provadas	-Se inviabilizadas: reconhecer a perda; -Se encontrar reservas provadas: Propriedades provadas.	Na produção por produção/reservas provadas.
2	Aquisição de propriedades provadas	Propriedades provadas		Na produção por produção reservas provadas.
3	G&G Custo de retenção de propriedades não desenvolvidas Dry hole contributions/bottom hole contribution	Despesa		
4	Perfurar e equipar poços exploratórios e estratigráficos exploratórios	Poços, equipamentos e instalações incompletos	-Se o poço não encontrou reservas provadas: despesa; -Se o poço encontrou reservas provadas: Poços e equipamentos e instalações relacionados.	Na produção por produção/Reservas provadas desenvolvidas.
5	Estudos de G & G conduzidos por empresas em propriedades de terceiros, reembolsáveis caso não encontrem reservas provadas ou	Contas a receber	Se o poço não encontrou reservas provadas: cobrar o montante Se o poço encontrou reservas provadas: Propriedades provadas	Na produção por produção/reservas provadas

<sup>7</sup> Fonte: FASB – Financial Accounting Standards Board

	com direito a participação caso encontrem			
6	Desenvolvimento da produção	Poços, equipamentos e instalações incompletos.	-Quando completados os poços ou concluídos os equipamento e instalações: Poços e equipamentos e instalações relacionados.	Pela produção/reservas provadas desenvolvidas.
7	Custos de equipamentos e instalações de suporte utilizados em atividades de produção de óleo e gás	Equipamentos e instalações de suporte.		Na exploração, desenvolvimento da produção ou produção conforme apropriado, pela vida útil.

## 2.4 – Tratamento dos Custos Capitalizados

Conforme descrito nos itens anteriores, os custos incorridos em atividades de exploração e desenvolvimento da produção que resultam em aquisição de ativos são classificados da seguinte forma:

ATIVO	FASE	CUSTO
Propriedades não provadas (a)	Aquisição	Aquisição de propriedade não provadas.
Propriedades provadas (b)	Aquisição	Aquisição de propriedades provadas: -adquiridas provadas; -reclassificação de não provadas.
Poços e equipamento e instalações relacionados (c)	Exploração	Perfura e equipar poços exploratórios e estratigráficos exploratórios, que encontraram reservas provadas.
Poços e equipamento e	Desenvolvimento	Obter acesso a reservas provadas e estabelecer

<sup>8</sup> Fonte: FASB – Financial Accounting Standards Board

instalações relacionados (c)	da produção	instalações para extrair, tratar, coletar e armazenar óleo e gás, incluindo perfurar e equipar poços de desenvolvimento e poços estratigráficos de desenvolvimento (bem sucedidos ou não) e poços de serviço.
Equipamentos e instalações de suporte utilizados em atividades de produção de óleo e gás (d)	Exploração, Desenvolvimento da Produção e Produção.	Aquisição ou construção de equipamentos e instalações de suporte utilizados em atividades de produção de óleo e gás.
Poços, equipamentos e instalações incompletos (e).	Exploração	Perfurar e equipar poços exploratórios e estratigráficos exploratórios ainda não completados.
Poços, equipamentos e instalações incompletos (e).	Desenvolvimento da produção	Perfurar e equipar poços de desenvolvimento ainda não completados.
Poços, equipamentos e instalações incompletos (e).	Desenvolvimento da Produção	Adquirir ou construir equipamentos e instalações ainda não completas ou instaladas.

#### 2.4.1 - Propriedades não provadas

Propriedades não provadas devem ser, periodicamente verificadas, de forma a determinar sua inviabilização. Uma propriedade pode ser considerada inviável quando, por exemplo, um poço seco foi perfurado e a empresa não tem intenções de continuar perfurando. Além disso, a probabilidade de inviabilização total ou parcial de uma propriedade aumenta conforme o prazo de expiração do contrato se aproxima, não havendo início de perfuração na propriedade ou em propriedades vizinhas. Se o resultado da verificação indicar inviabilização, deve ser reconhecida uma perda através de uma provisão, que pode ser efetuada propriedades a propriedade (custo de aquisição individual significativo) ou através de um agregado de propriedades (custo de aquisição individual não significativo).

Se/quando reservas provadas são encontradas ou, de outra forma, atribuídas à propriedade, tal propriedade deve ser reclassificada para provada.

#### 2.4.2 - Propriedades provadas

Custos de aquisição de propriedades provadas devem ser amortizados (depletados) pelo método das unidades produzidas, de forma que, cada unidade produzida receberá uma porção pro rata do custo. A amortização pode ser calculada propriedade a propriedade ou através de alguma agregação razoável de propriedades com estrutura geológica ou condições estratigráficas comuns, tais como um reservatório, os campos. Custos de participações em royalties que não são individualmente significantes podem ser agregados para cálculo da amortização. Caso não haja informação disponível de quantidades aplicáveis as participações em royalties, um outro método diferente das unidades produzidas pode ser utilizado. O custo unitário

deve ser computado baseado no número total estimado de reservas de óleo e gás (produção em parceria será discutida posteriormente). As taxas de amortização devem ser recalculadas quando houver revisões ou ao menos anualmente, e registradas como mudanças nas estimativas.

### 2.4.3 – Resumo dos Possíveis Tipos de Poços: <sup>9</sup>

<b>TIPO DE POÇO</b>	<b>Descrição</b>	<b>Explicação</b>
<b>ESTRATIGRÁFICO</b>	(2) Estratigráfico	Para a obtenção de informações geológicas (estratigráficas, estruturais, geoquímicas, hidrodinâmicas, etc...).
<b>POÇOS EXPLORATÓRIOS</b>	(1) Pioneiro	Para testar condições geológicas favoráveis à acumulação de petróleo em feições geológicas ainda não produtoras.
	(3) Extensão	Para estender, delimitar ou ampliar o conhecimento da jazida de tal forma que permita obter o máximo de informações.
	(4) Pioneiro adjacente	Para testar condições geológicas favoráveis à acumulação de petróleo em área adjacente e geologicamente relacionada à jazida.
	(5) Jazida mais rasa	Para testar novas acumulações, mais rasas ou mais profundas, dentro dos limites de um campo.
	(6) Jazida mais profunda	
<b>POÇOS DE LAVRA</b>	(7) Desenvolvimento	Para drenagem econômica do reservatório e delimitação final da acumulação.
	(8) Injeção	Para injeção de fluidos no reservatório, visando aumentar a recuperação de petróleo.
<b>POÇOS ESPECIAIS</b>	(9) Especiais	Para objetivos específicos não enquadrados nas demais categorias anteriores.

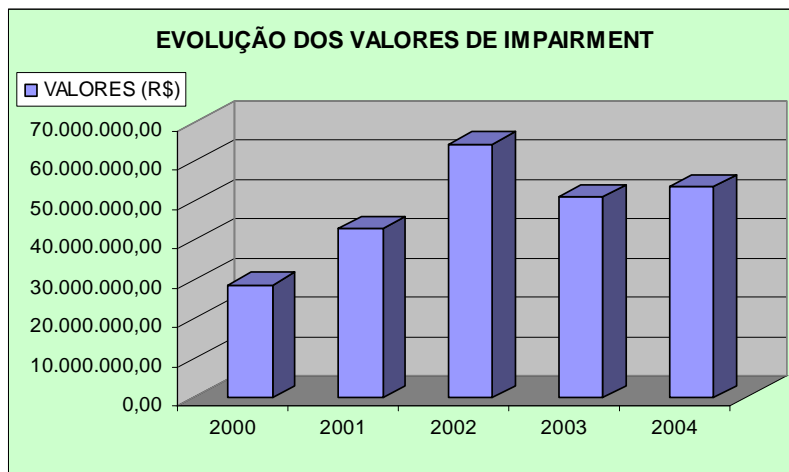
## 3 – METODOLOGIA

<sup>9</sup> Fonte: Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A

### 3.1 – VALORES DO IMPAIRMENT POR ANO DE EFETIVAÇÃO

IMPAIRMENT - RESUMO GERAL				
2000	2001	2002	2003	2004
R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
28.610.565,23	42.907.999,80	64.403.597,27	50.834.924,76	53.611.927,25

10



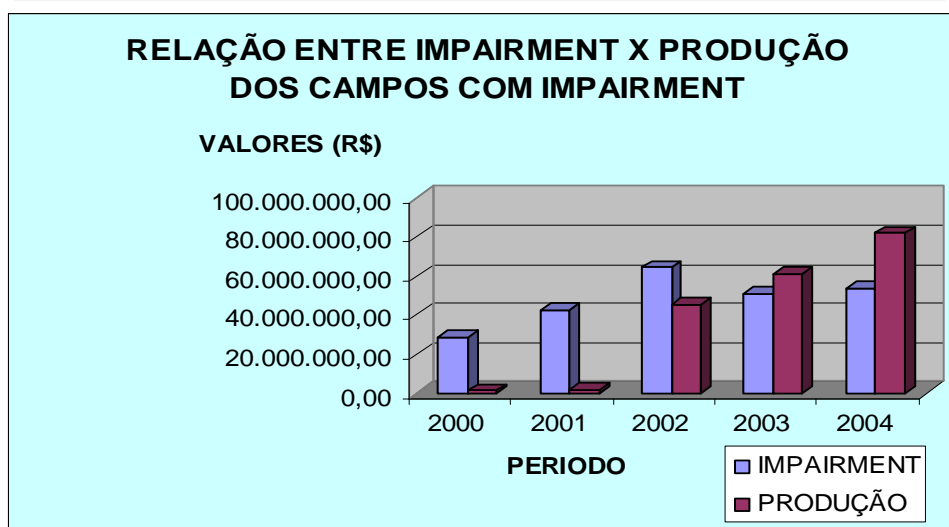
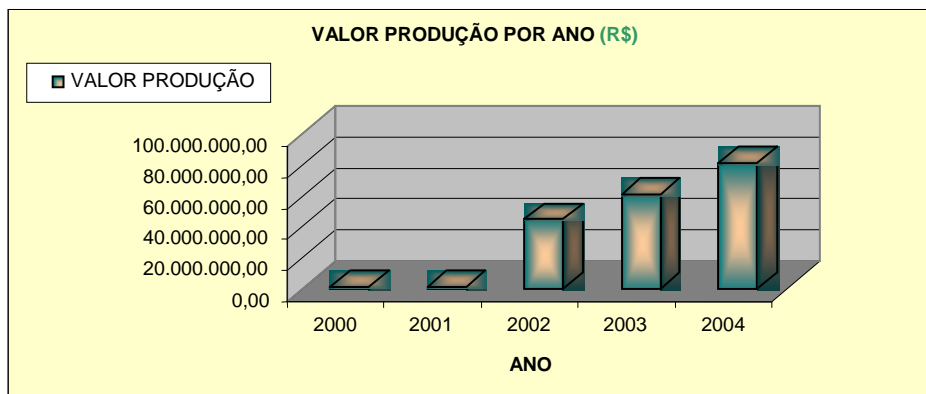
### 3.2 – Valores da Produção dos Campos pós Impairment de 2000 a 2004 da Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A

RESUMO DA PRODUÇÃO POR ANO DOS CAMPOS COM IMPAIRMENT					
	2000	2001	2002	2003	2004
	Total (US\$)	Total (US\$)	Total (US\$)	Total (US\$)	Total (US\$)
	4.761,90	547.298,88	1.169.840,70	1.175.118,66	1.452.646,27
	693.842,50	251.447,81	358.577,80	497.369,42	957.256,75
			10.947.735,54	12.627.840,15	16.158.714,59
				6.618.226,52	7.191.835,15
					4.338.894,98
<b>TOTAL US\$</b>	<b>698.604,40</b>	<b>798.746,69</b>	<b>12.476.154,04</b>	<b>20.918.554,75</b>	<b>30.099.347,75</b>
<b>COTAÇÃO</b>	1,962	2,362	3,625	2,924	2,717
<b>TOTAL R\$</b>	<b>1.370.661,83</b>	<b>1.886.639,68</b>	<b>45.226.058,40</b>	<b>61.165.854,09</b>	<b>81.779.927,82</b>

### Gráfico da Evolução da Produção em Dólar e em Real, de 2000 a 2004 <sup>11</sup>

<sup>10</sup> Fontes: Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A

<sup>11</sup> Fontes: Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A



**3.3 – Ajustes na Demonstração do Resultado (DRE) dos exercícios de 2002 a 2004 em face do emprego do SFAS 19 - Valuation Allowance.**

Demonstração de resultados  
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2002 e de 2001 (Em R\$ mil)

RECEITA OPERACIONAL BRUTA	CONSOLIDADO		CONSOLIDADO		CONSOLIDADO	
	2004	2004 RECALCULADO (*)	2003	2003 RECALCULADO (*)	2002	2002 RECALCULADO (*)
<b>VENDEDAS</b>						
Produtos	146.973.540,000	149.971.940,000	131.637.043,000	131.337.953,000	98.680.119,000	98.880.119,000
Serviços, principalmente telefones	428.672,000	428.672,000	151.217,000	151.217,000	263.692,000	283.999,000
	150.403.212,000	150.403.212,000	131.988.260,000	131.988.260,000	99.164.118,000	99.164.118,000
Encargos de vendas	-42.201.733,000	-42.201.733,000	-36.245.598,000	-36.245.598,000	-50.987.963,000	-29.987.963,000
	108.201.479,000	108.201.479,000	95.742.662,000	95.742.662,000	69.176.155,000	69.176.155,000
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>						
Custos dos produtos e serviços vendidos	-63.100.143,000	-63.100.143,000	-52.863.317,000	-52.891.317,000	-44.205.290,000	-52.205.290,000
	45.101.336,000	45.101.336,000	42.879.345,000	42.849.345,000	24.970.865,000	24.970.865,000
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Vendas	-4.751.501,000	-4.751.501,000	-3.364.418,000	-3.364.418,000	-2.941.423,000	-2.941.423,000
Finanças (não IU)						
Despesas	-4.101.844,000	-4.101.844,000	-3.195.132,000	-3.195.132,000	-2.462.598,000	-2.462.598,000
Recursos	930.789,000	930.789,000	1.817.366,000	1.817.366,000	3.628.776,000	3.628.776,000
Variações sobre latas e canôdulos, líquidos	753.178,000	753.178,000	2.727.906,000	2.727.906,000	-4.613.251,000	-4.613.251,000
Divid. e adm. int. totais						
Manutenção da rede telefônica e conexão de adm. int. totais	-58.350,000	-58.350,000	-58.765,000	-58.765,000	-6.140,000	-6.140,000
De adm. int. totais	-4.006.311,000	-4.006.311,000	-3.140.912,000	-3.140.912,000	-2.252.700,000	-2.252.700,000
Multas	-1.206.284,000	-1.206.284,000	-982.611,000	-982.611,000	-1.041.625,000	-1.041.625,000
Custos com pesquisas e desenvolvimento tecnológico	-695.650,000	-695.650,000	-570.650,000	-570.650,000	-420.666,000	-420.666,000
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás (não IS)	-1.735.624,000	-1.735.624,000	-1.637.818,000	-1.637.818,000	-1.358.606,000	-1.358.606,000
Outras despesas operacionais líquidas (não IS, IS e ISB) incluído no balanço do ano em exercício	-2.895.527,000	-2.895.627,000	-5.591.195,000	-5.591.195,000	-3.463.575,000	-3.463.575,000
Reservado para de Impulmento exercido anterior por aumento de produção	-	90.834,900	-	94.403,500	-	42.908,000
	-17.705.284,000	-17.654.429,000	-13.966.430,000	-13.902.035,600	-14.932.608,000	-14.389.900,000
<b>PARTICIPAÇÕES EM OUTRAS EMPRESAS E COLIGADAS</b>						
Resultados de participações em investimentos relevantes (não IS)	-144.661,000	-144.661,000	-1.009.121,000	-1.009.121,000	1.426.327,000	1.426.327,000
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>27.251.411,000</b>	<b>27.302.245,900</b>	<b>27.873.625,000</b>	<b>27.838.229,597</b>	<b>11.654.424,000</b>	<b>11.507.332,000</b>
<b>DEPRECIAM. DE IMÓVEIS E EQUIP. E AMORT. DE INTANGÍVEIS</b>						
RECEITAS (DEPRECIAM. NÃO-OPERACIONAL)	531.125,000	531.125,000	484.708,000	484.708,000	170.059,000	170.059,000
LUCRO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES EM EMPRESAS E COLIGADAS, DE PRECISÃO E ADM. DE PARTICIPAÇÕES EM EMPRESAS E COLIGADAS	26.720.286,000	26.771.120,900	27.358.333,000	27.322.937,597	11.824.483,000	11.677.391,000
Contribuições sociais (não IS)	-1.528.597,000	(*)-1.932.266,125	-2.045.555,000	(*)-2.050.364,979	-971.172,000	(*)-974.671,742
Impostos de renda (não IS)	-5.321.057,000	(*)-5.331.220,300	-5.770.142,000	(*)-5.783.710,086	-3.037.611,000	(*)-3.048.963,675
<b>LUCRO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES EM EMPRESAS E COLIGADAS, DE PRECISÃO E ADM. DE PARTICIPAÇÕES EM EMPRESAS E COLIGADAS, DE PRECISÃO E ADM. DE PARTICIPAÇÕES EM EMPRESAS E COLIGADAS</b>	<b>19.870.632,000</b>	<b>19.507.634,475</b>	<b>19.572.636,000</b>	<b>19.519.442,531</b>	<b>7.825.700,000</b>	<b>7.619.756,583</b>
Participações em empresas e adm. int. totais (não IS)	-763.224,000	(*)-784.714,071	-694.442,000	(*)-696.945,217	-444.094,000	(*)-445.695,264
<b>LUCRO ANTES DA PARTICIPAÇÃO EM EMPRESAS E COLIGADAS</b>	<b>18.667.369,000</b>	<b>18.722.920,404</b>	<b>18.678.194,000</b>	<b>18.722.497,314</b>	<b>7.447.212,000</b>	<b>7.474.061,319</b>
Participação minoritária	-626.614,000	(*)-628.186,620	-664.303,000	(*)-666.388,390	650.579,000	(*)652.924,784
<b>LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>	<b>17.960.755,000</b>	<b>17.894.733,804</b>	<b>17.913.891,000</b>	<b>17.856.108,924</b>	<b>8.097.791,000</b>	<b>8.126.986,102</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO POR AÇÃO DO CAPITAL INTERVALADO DO FIM DO EXERCÍCIO (COTA 164)</b>	<b>16,28</b>	<b>16,32</b>	<b>16,29</b>	<b>16,27</b>	<b>7,46</b>	<b>7,49</b>

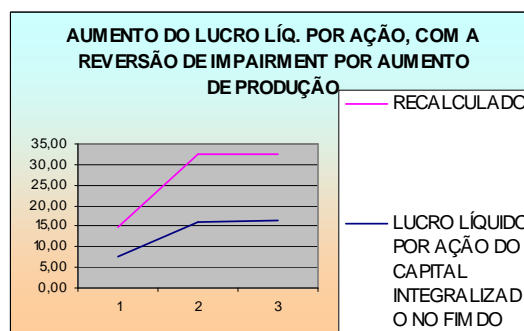
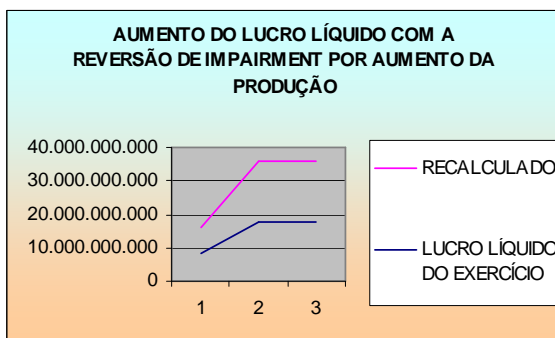
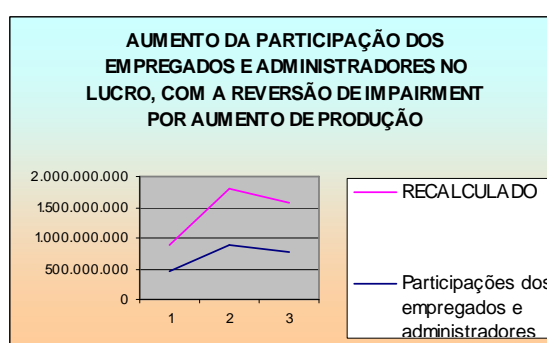
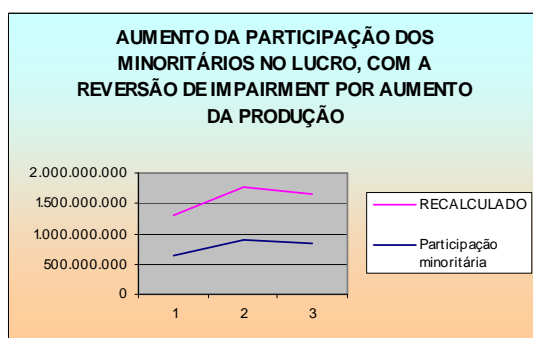
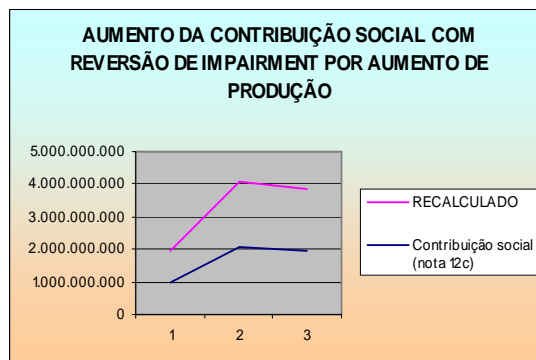
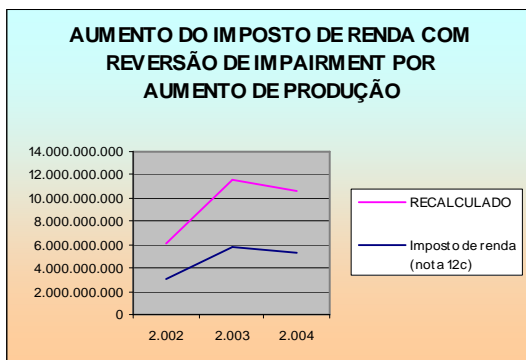
(\*) CÁLCULO PROPORCIONAL

(\*) CÁLCULO PROPORCIONAL

(\*) CÁLCULO PROPORCIONAL

Endereço/Address: Av. Fernando Ferrari, 1358,  
Goiabeiras, Vitória, ES – Brasil – CEP: 29.075-010  
Telephone/Phone: 55 27 4009-4444 - Fax: 55 27 4099-4422  
www.fucape.br – fucape@fucape.br

3.4 – Gráficos da Evolução dos Valores por Reversão de Impairment-SFAS 19. <sup>12</sup>



**4 – CONCLUSÃO:**

A efetiva busca de alternativas onde podemos contribuir para melhoria dos processos da empresa foi a inspiração para este trabalho, pois o mercado literário apresenta muito pouca literatura, principalmente em português, onde é quase artigo raro.

<sup>12</sup> Fontes: Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A

O exercício desta busca me levou até o SFAS 19 (Financial Accounting Standards nº. 19) que **permite a reversão** contábil dos campos que sofreram Impairment, desde que existam fatores que justifiquem tal procedimento. No caso estudado, o aumento da Produção de todos os campos pós Impairment.

No detalhamento da metodologia onde mostramos a influência dos ajustes contábeis na Demonstração do Resultado dos Exercícios (DRE), pudemos confirmar que a utilização do SFAS 19 apresenta uma vantagem financeira para a Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A ao invés da utilização do SFAS 144, já que este **não permite** reversão contábil dos campos que sofreram Impairment.

Os dados empregados foram fornecidos pelas áreas envolvidas da Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A, já que se pretendia mostrar os dados os mais fiéis possíveis e o resultado o mais coerente também possível.

Em face das considerações contidas nos 2 SFAS, podemos chegar à conclusão que o objetivo de apresentar um conteúdo que nos possibilite demonstrar um resultado financeiro melhor ao mudarmos um procedimento e obtermos vantagens competitivas para os envolvidos, governo, acionistas, empregados, posso dar por satisfeito que o objetivo foi atingido com mérito, pois demonstramos que todos ganham com esta mudança.

Esperamos que este trabalho exerça o papel de questionador dos fatos e alcance o objetivo da proposta de mudança de procedimento, fazendo com que nossos Balanços tenham valores maiores para os acionistas, para o governo e para os empregados, já que o emprego do SFAS 19 demonstrou o aumento proporcional do lucro e aumento proporcional da Participação nos Lucros pelos Empregados.

Deixo esta idéia para que seja melhor avaliada pela empresa, numa espécie de contribuição de melhoria, para que num futuro seja estudada a melhor forma de seu aproveitamento.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS:

- Financial Accounting Financial Accounting Standards Board – FASB. Statements of Financial Accounting Standards nº144 - Accounting for the Impairment or Disposal of Long-lived Assets . EUA, 2001. Disponível em: <[www.fasb.org](http://www.fasb.org)>
- KPMG. Normas internacionais: SFAS 144 – contabilização do “*impairment*” ou baixa de ativos de longa duração. DPP News, São Paulo, n.5, p.4-5.
- Santos, José Luiz dos, Estudo de Teste de *Impairment* para ativos de longa duração: tratamento contábil de acordo com o SFAS 144, Nilson Perinazzo Machado, Paulo Schmidt.
- Financial Accounting Standards Board – FASB. Statements of Financial Accounting Standards nº19 - Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies. EUA, 1977. Disponível em: [www.fasb.org](http://www.fasb.org)

- FIPECAFI – Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras. Manual de contabilidade das sociedades por ações: aplicável às demais sociedades. 6 ed. São Paulo: Atlas, 2003.
- Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A. Relatório das Demonstrações Contábeis - exercício de **2001, 2002, 2003 E 2004**, Disponível em: <[www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)>.