

Reconhecimento de perdas para redução ao valor recuperável de ativos: *impairment* em ativos de exploração e produção de petróleo

Odilanei Moraes dos Santos[†]
IBMEC/RJ

Ariovaldo dos Santos^Ω
Universidade de São Paulo (USP)

Paula Danyelle Almeida da Silva[¥]
Universidade Petrobras

RESUMO: As perdas para redução ao valor recuperável de ativos estão inseridas no contexto de que os ativos não podem ser registrados por valor superior ao seu valor recuperável, mediante uso ou venda do ativo pela empresa. No setor petrolífero, a representatividade dos ativos de exploração e produção é relevante e significativa. Por isso, a prática no setor não é recente e data da década de 70. Além disso, as empresas petrolíferas são obrigadas a publicar informações adicionais relativas às suas atividades típicas. Assim, o objetivo é analisar como essas informações adicionais das atividades de exploração e produção de petróleo de empresas petrolíferas se relacionam com as perdas por *impairment* em ativos de E&P. Realizou-se uma regressão com dados em painel, utilizando-se 212 observações de 53 empresas petrolíferas referentes ao período de 2005 a 2008. As conclusões sugerem que as variáveis preço do barril; reservas provadas não desenvolvidas; relação reserva x produção; gastos de desenvolvimento incorridos; valorização padronizado das reservas e ganho por barril são relevantes para o reconhecimento de perdas para redução ao valor recuperável em ativos de E&P. A escassez de pesquisas empíricas dá importância a esse estudo, mas a mesma possui limitações e suas conclusões ficam restritas à amostra, às variáveis e à ferramenta econométrica utilizada.

Palavras-chave: *Impairment*; valor recuperável; dados em painel; ativos de E&P.

Recebido em 15/01/2009; revisado em 15/07/2010; aceito em 09/08/2010; disponível em 29/04/2011

Correspondência autores*:

[†] Mestre Em Ciências Contábeis Pela Faculdade de Administração e Ciências Contábeis (FACC) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).
Vinculação: IBMEC/RJ.
Endereço: Rua Conde de Irajá, no. 420, apto. 907, Botafogo - Rio de Janeiro – RJ – Brasil CEP 22271-020.
E-mail: odilaneisantos@terra.com.br
Telefone: (21) 32248909

^Ω Livre-Docente pela Universidade de São Paulo (USP)
Vinculação: Universidade de São Paulo (USP).
Endereço: Rua Professor Luciano Gualberto, n° 908, Bloco FEA 3 - São Paulo – SP – Brasil CEP 05508-900
E-mail: arisanto@usp.br
Telefone: (11)3091-5820

[¥] Mestre Em Ciências Contábeis pela Faculdade de Administração e Ciências Contábeis (FACC) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)
Vinculação: Universidade Petrobras
Endereço: Rua Conde de Irajá, no. 420, apto. 907, Botafogo - Rio de Janeiro – RJ – Brasil - CEP 22271-020.
E-mail: pauladanyelle@terra.com.br
Telefone: (21)3224-8717

Nota do Editor: Esse artigo foi aceito por Antonio Lopo Martinez.



Esta obra está licenciada sob a Licença Creative Commons – Atribuição-Uso não-comercial-Compartilhamento pela mesma licença 3.0 Unported License

1. INTRODUÇÃO

A indústria petrolífera é, por natureza, tipicamente de capital intensivo, ou seja, são necessários altos volumes de recursos para formar seus ativos e permitir aos campos de petróleo e gás condições de produzirem. Além do alto grau de imobilização dessas empresas, a atividade de exploração e produção (E&P) de óleo e gás envolve altos riscos e longos prazos de maturação do investimento.

Writh e Gallun (2008) argumentam que em função da falta de correlação entre a magnitude dos gastos incorridos e qualquer valor resultante em reservas podem ocorrer dificuldades na recuperação econômica dos valores empregados e capitalizados.

Nesse contexto, é importante considerar que “ativo” representa o benefício econômico futuro provável obtido ou controlado por uma dada entidade em consequência de transações ou eventos passados. Como o valor de registro de um ativo nem sempre representa seu real valor econômico, surge à figura do *impairment* (ou redução ao valor recuperável) como instrumento utilizado para adequar o valor do ativo a sua real capacidade de retorno econômico (SILVA *et al.*, 2006).

No campo normativo, os órgãos reguladores estabeleceram os procedimentos para assegurar que os ativos não estejam registrados contabilmente por um valor superior àquele passível de ser recuperado por uso ou por venda, de forma a aumentar o poder informativo das demonstrações financeiras.

Na existência de evidências claras de que existem ativos avaliados por valor não recuperável no futuro, a entidade deve reconhecer imediatamente a desvalorização do ativo com a constituição de perdas para redução ao valor recuperável.

As principais normas sobre o tema são: o *International Accounting Standards* nº 36 (IAS 36) – *Impairment of Assets*, do *International Accounting Standards Board* (IASB) de 1998 e o *Statements of Financial Accounting Standards* nº 144 (SFAS 144) – *Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets*, do *Financial Accounting Standards Board* (FASB) de 2001. Importante observar que o SFAS 144 substituiu o SFAS 121 que vigorava desde 1995ⁱ.

No Brasil, o assunto consta do Pronunciamento Técnico CPC 01 – Redução ao Valor Recuperável do Ativo (CPC 01), do Comitê de Pronunciamento Contábeis de 2007. Tal pronunciamento já foi recepcionado pela Comissão de Valores Mobiliários, Conselho Federal de Contabilidade, Banco Central, SUSEP e ANEEL. Além disso, a própria lei societária (Lei

6.404/76) sofreu alterações recentes para incorporar a realização do teste de *impairment*, tornando obrigatório às sociedades por ações.

No setor petrolífero, de acordo com Silva (2007), a representatividade dos ativos relacionados à atividade de exploração e produção em relação aos ativos totais é bastante relevante e significativa, chegando a representar a maior parte dos ativos de algumas empresas.

Por isso mesmo, Wright e Gallun (2008) consideram que o setor petrolífero possui características muito singulares, diferenciando-se em relação aos demais sob diversos aspectos. Gonçalves (2008), por exemplo, expõe um desses aspectos argumentando que os relatórios financeiros publicados pelas empresas petrolíferas possuem exigências e necessidades informacionais que vão além das habitualmente publicadas pelas empresas de outros segmentos.

De fato, as empresas petrolíferas são obrigadas a divulgar informações adicionais, tais como: dados de reservas; valor dos investimentos realizados em cada uma das fases do processo de exploração e produção; valor dos gastos capitalizados como ativos de E&P, dentre outros.

Godoy (2004) esclarece que os arcabouços teóricos e normativos da contabilidade do setor petrolífero estão pautados nas normas do FASB, tendo em vista que as práticas contábeis desenvolvidas até então para esse segmento ainda não foram superados. Além disso, é de larga utilização pelas companhias de atuação em nível mundial, em função da necessidade de captação de recursos e da atuação no mercado norte-americano.

Mesmo no âmbito das IFRS ainda não existem normas específicas para o setor, apenas a orientação dada no IFRS 6 de que as empresas poderiam manter suas práticas em uso, até a emissão de um IFRS específico.

Assim, o FASB possui o *Statements of Financial Accounting Standards* n° 19 (SFAS 19) – *Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies* de 1977, que dita às regras para contabilização dos gastos incorridos para se descobrir as jazidas petrolíferas e o *Statements of Financial Accounting Standards* n° 69 (SFAS 69) – *Disclosures about Oil and Gas Producing Activities*ⁱⁱ de 1982, que trata das exigências referentes à divulgação padronizada das informações sobre as reservas de óleo e gás.

Além disso, a prática do *impairment* no segmento petrolífero não é recente e data da década de 70. No caso de empresas petrolíferas que utilizam o método contábil conhecido

como capitalização dos gastos totais (*full cost*), a *Securities and Exchange Commission* (SEC) exige que as mesmas realizem o que se chama de “ceiling test” estabelecido na *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)*.

Para as demais empresas, em especial as que utilizam o método de capitalização dos gastos pelos esforços bem sucedidos (*successful efforts*), os ativos de E&P associados às propriedades não provadas de petróleo devem ser testados de acordo com as regras dispostas no SFAS 19, aplicando-se o que é conhecido como “valuation allowance”. Já no caso dos ativos de E&P associados às propriedades provadas de petróleo e gás a prática é contemporânea ao SFAS 144 e ao IAS 36.

Tendo em vista a obrigatoriedade para divulgação de informações adicionais e específicas (ora denominadas “informação de E&P”) e a prática de longa data adotada pelas empresas petrolíferas, a presente pesquisa apresenta a seguinte questão problema: *Qual a capacidade preditiva das informações de E&P de empresas do setor petrolífero quanto ao reconhecimento de perdas para redução ao valor recuperável em ativos de exploração e produção de petróleo?*

Com isso, o objetivo é analisar como as informações de E&P se relacionam com as perdas constituídas por desvalorização econômica dos ativos de E&P (*impairment*), de modo que se possa confirmar ou refutar a hipótese de que as informações adicionais das atividades de exploração e produção apresentam capacidade preditiva relevante quanto a esse fenômeno no segmento petrolífero.

Para tanto, valeu-se de uma regressão com dados em painel, utilizando-se 212 observações de 53 empresas petrolíferas referentes ao período de 2005 a 2008.

Em um estudo bibliométrico, Zandonai e Borba (2009), fizeram um levantamento de pesquisas que versassem sobre a temática *impairment* em periódicos de língua inglesa e encontraram 62 artigos científicos sobre o tema proposto, sendo que apenas 13 deles referiam-se a pesquisas empíricas, demonstrando ainda tratar-se de um tema pouco explorado, inclusive internacionalmente. Nesse contexto, a pesquisa aqui desenvolvida ganha importância e relevância no meio acadêmico.

2. PLATAFORMA TEÓRICA

A teoria contábil determina que um elemento patrimonial (tangível ou intangível) somente pode ser considerado um ativo, entre outros fatores, se proporcionar à entidade que o

controla a possibilidade de obtenção de benefícios econômicos futuros (IUDÍCIBUS; MARTINS; GELBCKE, 2008).

Os ativos são registrados inicialmente na contabilidade pelo seu valor de custo, o que se presume que o valor econômico que o ativo gerará no futuro pelo seu uso será suficiente para cobrir pelo menos o seu valor de registro. Contudo, sabe-se que o ambiente econômico está em constante mutação, que os avanços tecnológicos ocorrem cada vez mais rápidos; novos produtos são lançados diariamente e novos processos produtivos são desenvolvidos, sem contar que os consumidores estão cada vez mais exigentes, dentre tanto outros fatores, fazendo com que certos ativos percam parte de sua capacidade de geração de benefícios econômicos futuros inicialmente planejados e existentes quando foram adquiridos.

O teste de recuperabilidade econômica do valor dos ativos ou teste de *impairment* se insere nesse contexto cuja premissa é a de que nenhum ativo pode existir por valor que não seja aquele recuperável economicamente mediante venda ou utilização por parte da empresa. Caso o valor de custo do ativo seja maior que seu valor recuperável, deve-se ajustar o ativo registrando uma baixa direta ou uma perda pela diferença ou, caso contrário, diz-se que o ativo passou no teste de recuperabilidade e nada há de se fazer (IUDÍCIBUS; MARTINS; GELBCKE, 2008).

Apesar da lógica do teste de recuperabilidade estar presente na teoria contábil desde suas bases – como no caso da regra para valoração dos estoques se a custo ou a mercado, dos dois o menor; essa sistemática vem ganhando cada vez mais destaque, em especial após a emissão pelo FASB e IASB do SFAS 121 (atualmente SFAS 144) e IAS 36, respectivamente. Na mesma trilha dos dois órgãos, o Brasil alterou sua lei societária para prever a realização do teste e publicou, por meio do CPC, o Pronunciamento Técnico CPC 01, ora recepcionado por diversas esferas regulatórias.

Como já comentado, pode-se dizer que as pesquisas sobre o tema, especialmente as de caráter empírico, ainda são incipientes. Nos próximos itens é apresentado um levantamento de alguns dos artigos já publicados no Brasil e internacionalmente.

2.1. Pesquisas Nacionais

As pesquisas sobre o tema no Brasil foram divulgadas em congressos científicos e grande parte das mesmas são essencialmente pesquisas teóricas e visavam comparar as principais diferenças entre as normas, em especial o SFAS 144 e o IAS 36. Outras se caracterizam por serem estudos decorrentes de casos aplicados em segmentos específicos,

notadamente no setor petrolífero e de comunicação, com uma abordagem qualitativa de análise dos dados. No Quadro 1 pode-se encontrar essas pesquisas.

Fonte	Objetivo da Pesquisa	Meio de Divulgação
Machado (2003)	Apresentar o teste de <i>impairment</i> de ativos de longa duração de acordo com o SFAS 144, IAS 36 e normas da CVM.	Dissertação
Silva <i>et al.</i> (2006)	Analisar as particularidades das normas SFAS 144 e IAS 36 e os impactos contábeis de sua aplicação no patrimônio líquido, por meio de uma simulação em empresa petrolífera.	Anais
Raupp e Beuren (2006)	Analisar o processo de mensuração do valor econômico de ativos imobilizados tendo por base a integração do <i>fair value</i> e do <i>impairment test</i> .	Anais
Gouveia e Martins (2007)	Comparar os métodos de tratamento do <i>goodwill</i> adquirido (amortização e teste de <i>impairment</i>) com base na estrutura conceitual da contabilidade.	Anais
Rodrigues e Goncalves (2007)	Analisar comparativamente os métodos de valoração de empresas pelo fluxo de caixa descontado e pelo lucro residual, na realização do teste de <i>impairment</i> .	Anais
Silva (2007)	Analisar o grau de aderência das demonstrações contábeis de empresas petrolíferas quanto às evidenciações obrigatórias contidas no SFAS 144 e IAS 36, referentes à aplicação do teste de <i>impairment</i> .	Dissertação
Cruz (2008)	Analisar o impacto dos ajustes de <i>impairment</i> no resultado das companhias européias com registro na NYSE decorrentes das diferenças entre o SFAS 144 e o IAS 36.	Anais
Baesso <i>et al.</i> (2008)	Analisar as perdas por <i>impairment</i> registradas pelas empresas de telefonia móvel norte-americanas no período de 2000 a 2006.	Anais
Souza, Borba e Dutra (2008)	Investigar como as empresas brasileiras que negociam ações no Brasil (BOVESPA) e nos Estados Unidos (NYSE) evidenciam o <i>impairment test</i> em suas demonstrações financeiras.	Anais
Smith, Ferrarezi e Cia (2008)	Analisar o impacto produzido pelas perdas por <i>impairment</i> em certos indicadores de sociedades de responsabilidade limitada.	Anais
Domingues <i>et al.</i> (2009)	Analisar as principais divergências das normas SFAS 144 e IAS 36 e testar o relacionamento entre os fatores extra-balanço e as despesas de <i>impairment</i> de 2007 de empresas petrolíferas registradas na NYSE.	Anais
Zandonai e Borba (2009)	Levantamento bibliométrico das pesquisas empíricas sobre o teste de <i>impairment</i> publicados em periódicos de língua inglesa entre 2000 e 2008	Periódico Qualis B4

Quadro 1 – Principais pesquisas nacionais sobre *impairment*

Fonte: elaborado pelos autores.

2.2. Pesquisas Internacionais

Zandonai e Borba (2009) realizaram um levantamento bibliométrico em periódicos internacionais com o objetivo de analisar as pesquisas publicadas sobre o teste de *impairment*. Os autores encontraram um total de 62 pesquisas sobre o tema, mas apenas 13 foram caracterizadas como pesquisas empíricas.

Dentre os 13 artigos analisados, observaram que a maioria, seja de forma direta ou indireta, tratava do teste de recuperabilidade do *goodwill*, com 8 artigos nessa linha. Outra vertente observada refere-se à aplicação do teste por parte de empresas petrolíferas.

Não se fará comentários sobre os artigos que trataram do tema, tendo-se em vista que isso já foi objeto de estudo de Zandonai e Borba (2009). Destaque será dado apenas para as

pesquisas de Alciatore, Easton e Spear (2000); Boone e Raman (2007) e Al-Jabr e Spear (2004), esta última não abordada pelos autores no levantamento bibliométrico.

Alciatore, Easton e Spear (2000) estudaram 78 empresas petrolíferas que seguem o método contábil *full cost*, abrangendo 148 observações no período de 1984 a 1987. O objetivo era analisar o impacto da divulgação das perdas reconhecidas com a aplicação do *ceiling test* no preço das ações das empresas.

Os resultados sugeriram que, de certa maneira, o mercado já possuía alguma informação implícita quanto ao montante das perdas, precificando para baixo o valor do preço das ações antes mesmo da divulgação das perdas reconhecidas.

Al-Jabr e Spear (2004), com 1.623 observações quadrimestrais, referentes ao período de 1995 a 2001, de 94 empresas petrolíferas, estudaram a magnitude e frequência do registro das perdas para redução ao valor recuperável, considerando as empresas que seguem o método de capitalização dos gastos totais e aquelas que seguem os esforços bem sucedidos. As conclusões mostraram que o reconhecimento de perdas para redução ao valor recuperável apresentou maior impacto nas empresas *full cost*.

Já as empresas que optaram pelos esforços bem sucedidos apresentaram uma maior homogeneidade quanto à frequência do reconhecimento das perdas, sugerindo que, ou o método *successful efforts* melhor se adequou às regras do teste de recuperabilidade introduzidas pelo SFAS 121; ou o método *full cost*, com a realização do *ceiling test*, é mais sensível as variações significativas no preço do petróleo, mostrando que existem divergências no reconhecimento de perdas por *impairment* entre os dois grupos de empresas.

Boone e Raman (2007), também focando nos métodos contábeis e com base em 255 observações relacionadas a perdas por *impairment* de 565 empresas petrolíferas no período de 1996 a 2001, estudaram a associação dessas perdas com os incentivos dado aos gerentes para realizem os chamados “relatórios oportunisticos” (relatórios que visam desencorajar os gestores a esconderem ou ocultarem informações que poderiam prejudicar seus interesses).

Os resultados sugerem que existem diferenças relevantes entre os dois tipos de métodos (grupos de empresas), onde as perdas reportadas por empresas do tipo *successful efforts* estão associadas com incentivos para os relatórios oportunisticos. Em relação às empresas do tipo *full cost* os resultados não foram conclusivos.

2.3. Contabilidade das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo

De acordo com Santos, Silva e Sancovschi (2006), a base da contabilidade do setor petrolífero está centrada em dois métodos de contabilização: o método de capitalização (ativação) dos gastos totais e o método de capitalização pelos esforços bem sucedidos.

Conforme Jennings, Feiten e Brock (2000), os aspectos que distinguem os dois métodos envolvem a obrigatoriedade em seguir a permissão para a ativação de alguns gastos de E&P e outros não. A Tabela 1 resume as principais diferenças entre os dois métodos. Para esclarecimentos adicionais sobre outros conceitos específicos, sugere-se consultar Jennings, Feiten e Brock (2000), Santos, Silva e Sancovschi (2006) e Wright e Gallun (2008), dentre outros.

TABELA 1 – COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS DE CONTABILIZAÇÃO

Tipos de Gastos/Características	Esforços Bem Sucedidos (<i>Successful Efforts</i>)	Gastos Totais (<i>Full Cost</i>)
Gastos Geológicos e Geofísicos	Despesas	Capitalizados
Gastos de Aquisição	Capitalizados	Capitalizados
Gastos de Exploração – poços secos	Despesas	Capitalizados
Gastos de Exploração – poços bem sucedidos	Capitalizados	Capitalizados
Gastos de Desenvolvimento – poços secos	Capitalizados	Capitalizados
Gastos de Desenvolvimento – poços bem sucedidos	Capitalizados	Capitalizados
Gastos de Produção	Despesas	Despesas
Norma Básica	SFAS 19	Regulation S-X Rule 4-10

Fonte: Santos, Silva e Sancovschi (2006).

2.4. Divulgações sobre Informações das Operações de E&P

O SFAS 69 determina que as empresas petrolíferas, por ocasião das demonstrações financeiras anuais, devem divulgar: as quantidades relativas às reservas provadas de óleo e gás; o montante dos gastos capitalizados (ativados); os gastos incorridos na aquisição de propriedades minerais e nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção e o método de contabilização desses gastos; um sumário do resultado operacional proveniente da produção de óleo e gás e a mensuração padronizada do fluxo de caixa futuro descontado das quantidades das reservas provadas.

A informação sobre o método de contabilização deve constar das demonstrações financeiras propriamente ditas e as demais divulgações são consideradas como informações suplementares, mais comumente conhecidas como SMOG (*Standardized Measure of Oil & Gas*).

Sobre a relevância das informações do SMOG, Boynton IV, Booneb e Coe (1999) realizaram uma pesquisa com o propósito de avaliar a utilidade das informações sobre os custos da descoberta (gastos exploratórios, de desenvolvimento e de produção) como

indicadores da eficiência exploratória e potencial de lucratividade da empresa. Os resultados sugerem que os custos da descoberta possuem relevância estatística quanto à análise de empresas petrolíferas.

2.5. Impairment em Ativos de E&P

A problemática envolvendo os métodos de contabilização dos gastos de E&P diz respeito ao fato de que as perdas para redução ao valor recuperável na indústria petrolífera variam de acordo com a característica do ativo a ser avaliado e com o método de contabilização dos gastos adotado pela empresa, como demonstrado anteriormente.

Algumas pesquisas abordaram essa questão, tal como Pariser e Titard (1991) e Adams et al. (1994). No primeiro caso, os autores, antes da emissão do SFAS 121, discutiram a inconsistência das exigências da SEC e a relevância de as empresas seguidoras do *successful efforts* em realizarem também o teste de recuperabilidade. Ainda segundo Pariser e Titard (1991), uma quantidade relevante de empresas mudou do método dos gastos totais para os esforços bem sucedidos, aparentemente para evitar as perdas para redução ao valor recuperável.

Em contraponto, Adams et al. (1994) criticam o *ceiling test* por considerarem que o teste não é suficientemente realista, uma vez que a forma de cálculo para o estabelecimento do teto (*ceiling*) não representa o valor justo dos ativos de E&P, fazendo com que o teste não forneça evidências de que o benefício econômico futuro do ativo tenha sido reduzido.

3. METODOLOGIA DA PESQUISA

O estudo classifica-se como teórico-empírico, tendo em vista que se busca identificar as variáveis relevantes para o reconhecimento de perdas por *impairment* em ativos de E&P e analisar sua relevância estatística com a realização de uma regressão com dados em painel contendo 212 observações de 53 empresas petrolíferas referente ao período de 2005 a 2008, para confirmá-las ou refutá-las conforme hipótese de pesquisa.

3.1 Definição da Amostra

A população-alvo da pesquisa representa as empresas petrolíferas cobertas pela *Evaluate Energy*®, fundada em 1988 e especializada em analisar empresas e realizar estudos de mercado na indústria mundial de petróleo e gás. A base de dados da *Evaluate Energy*® conta com informações sobre 156 empresas petrolíferas mundiais, aqui não incluídas as chamadas *National Oil Companies* (NOCs), ou seja, as empresas 100% de controle estatal.

Para seleção da amostra da pesquisa utilizou-se os seguintes critérios: (1) ser uma *International Oil Company* (IOC) com informações integralmente disponíveis para o período de 2005 a 2008; (2) ter seus relatórios financeiros preparados de acordo com as normas norte-americanas (USGAAP) ou internacionais (IFRS); e (3) ter suas ações listadas na bolsa de valores de Nova Iorque (NYSE). Após esses filtros, chegou-se a uma amostra composta por 53 empresas petrolíferas.

Importante destacar, conforme Corrar e Theóphilo (2004), que a amostra do estudo foi determinada por conveniência, ou seja, trata-se de uma amostra não-probabilística em que os elementos da população foram selecionados conforme sua disponibilidade para estudo. Essa opção foi adotada dado o caráter exploratório inicial da pesquisa, ficando, portanto, os resultados restritos a essa amostra.

3.2 Definição das Variáveis

A variável dependente do estudo refere-se às perdas por *impairment* constituídas ou revertidas em cada ano, desde que relacionado com os ativos de exploração e produção de petróleo. A base de dados da *Evaluate Energy*® fornece a informação segregada para o segmento de Exploração e Produção. Durante o período de 2005 a 2008 teve-se 66 registros de perdas (ou reversão) por *impairment* de 212 registros possíveis.

Grande parte das pesquisas empíricas envolvendo esse segmento, excluindo as pesquisas já relacionadas acima, teve por objetivo avaliar a relevância do valor (e informações) das reservas petrolíferas sobre o preço das ações e o valor de mercado dessas empresas, tais como: Bryant (2003); Dharan (2004); Misund, Osmundsen e Asche (2005); Gonçalves (2008), dentre outros. Adicionalmente, em Wright e Brock (1999) pode ser encontrado um levantamento de duas décadas de pesquisas com essas temáticas.

Por se tratar de um estudo exploratório, ainda não existem teorias consolidadas sobre as perdas para redução ao valor recuperável aplicadas ao segmento petrolífero capazes de suportar a escolha das variáveis explicativas e/ou as relações esperadas.

Assim, as variáveis explicativas foram escolhidas em sua maioria com base nas normas contábeis seguidas tradicionalmente pelas empresas petrolíferas, notadamente o SFAS 19 e o SFAS 69, tendo a perda para redução ao valor recuperável como variável dependente. Para esse estudo não foi necessário calcular os valores das variáveis de cada empresa uma vez que a base de dados da *Evaluate Energy*® já fornece essas informações.

a) Índice de Reposição de Reservas (IRR)

Representa a relação entre a variação dos volumes recuperáveis de óleo equivalente entre dois períodos e a produção líquida em termos de óleo equivalente deste período. Esse indicador mostra quantos barris de óleo equivalente foram repostos para cada barril de óleo equivalente produzido e é obtido por meio da razão entre novas apropriações no período pela produção líquida do período. A relação que se espera é um coeficiente β negativo, ou seja, quanto maior for o índice de reposição de reservas, menor será a probabilidade de se ter perdas por *impairment*. Conforme Wright e Gallun (2008, p. 70), esse índice mensura o sucesso da empresa em repor a quantidade extraída num dado período e ao mesmo tempo demonstra sua habilidade em continuar operando no futuro. Uma empresa que não repõe suas reservas extraídas será forçada ou a comprar jazidas já descobertas (o que é muito mais dispendioso do que o processo normal de descoberta) ou a encerrar o negócio (WRIGHT; GALLUN, 2008).

b) Relação Reserva x Produção (RP)

Representa a relação entre o total das reservas provadas de óleo equivalente no começo de um período e a produção líquida em termos de óleo equivalente deste período. Apresenta uma estimativa de vida útil das reservas da empresa em quantidade de anos, caso mantenha-se o mesmo nível de produção, sem adicionar novas reservas. A relação que se espera é um coeficiente β negativo, ou seja, quanto maior for a estimativa de vida útil das reservas das empresas, menor será a probabilidade de se ter perdas por *impairment*.

c) Índice de Sucesso Exploratório (SUCEXPLO)

Esse índice indica, para cada poço perfurado, quantos foram aqueles em que se obteve sucesso, ou seja, que se descobriu óleo ou gás. É obtido por meio da relação entre a quantidade total de poços com sucesso e a quantidade total de poços perfurados no período.

A relação que se espera é um coeficiente β negativo, ou seja, quanto maior for a eficiência da empresa em encontrar petróleo, menor será a probabilidade de se ter perdas por *impairment*. De acordo com Wright e Gallun (2008), é uma medida da lucratividade futura da empresa.

d) Ganho por Barril (GANHOBEOE)

Indica o ganho (receita menos custo) que se obtém em cada barril de óleo equivalente produzido e vendido. Conseqüentemente, nesse indicador, está expresso o valor médio de

realização da empresa contra o custo médio unitário incorrido. Para esse caso, intuitivamente, espera-se um coeficiente β negativo, ou seja, quanto maior for o ganho por barril da empresa, menor será a probabilidade de se ter perdas por *impairment*.

e) Gastos Exploratórios Incorridos (CAPEXEX)

Referem-se aos gastos incorridos na fase de exploração com o objetivo de se encontrar petróleo, tendo como produto final uma jazida petrolífera delimitada e viável economicamente (reserva provada).

f) Gastos de Desenvolvidos Incorridos (CAPEXDES)

Existindo uma jazida delimitada e provada, é necessário dar condições para que o petróleo possa ser extraído. Os investimentos necessários para prover essas condições referem-se aos gastos de desenvolvimento.

Tanto para o CAPEXEX, quanto para o CAPEXDES, têm-se a intuição de que o coeficiente β seja negativo, ou seja, quanto maior for a variação dos gastos incorridos, menor será a probabilidade de se ter perdas por *impairment*, uma vez que os valores mostram o nível de investimentos realizados pela empresa e, dessa forma, a expectativa quanto ao futuro.

g) Reserva Provada Desenvolvida (RPDES)

Refere-se ao volume de petróleo que se espera recuperar considerando os poços, os equipamentos e os métodos de operação e condições econômicas existentes. Nesse caso, já existem condições de produção.

h) Reserva Provada Não Desenvolvida (RPNDES)

Refere-se aos volumes a serem recuperados através da perfuração futura de poços em áreas não perfuradas ou pela necessidade de construção e instalação dos equipamentos e emprego de recursos adicionais para deixar os campos em condições de produção.

Espera-se que os coeficientes β obtidos tanto para RPDES quanto para RPNDES sejam negativos, ou seja, quanto maior for a variação das reservas provadas, desenvolvidas e não desenvolvidas, menor será a probabilidade de se ter perdas por *impairment*.

i) Valorização Padronizada das Reservas (FCDRESERVA)

De acordo com Wright e Gallun (2008, p. 637), as reservas representam os “ativos” mais importantes das empresas petrolíferas, apesar de não configurarem nos balanços das empresas. Assim, o SFAS 69 obriga que as empresas divulguem o valor dos fluxos de caixa

futuros relacionados às quantidades de reservas provadas possuídas pelas empresas. Tal fluxo representa o valor presente do fluxo de caixa futuro proveniente do desenvolvimento, produção e venda das reservas *in situ*.

É uma medida padronizada e comum a todas as empresas uma vez que as premissas são definidas previamente e aplicadas igualmente, a exemplo da utilização de uma taxa de desconto de 10% ao ano igualmente para cada empresa. Intuitivamente, espera-se que quanto maior for o valor padronizado das reservas da empresa, menor será a probabilidade de se ter perdas por *impairment*, tendo-se então um coeficiente β negativo.

Entretanto, esse indicador ganhou várias críticas no sentido de não representar o verdadeiro valor das reservas provadas de uma empresa por não contemplar adequadamente estimativas futuras dos preços, custos e tecnologias (WRIGHT; GALLUN, 2008). Além disso, Wright e Brock (1999) afirmam que a valoração das reservas provadas, como exigido para divulgação, não são consideradas exatas e confiáveis, baseados em diversas pesquisas publicadas entre 1982 e 1999. Assim, pode-se se ter um resultado diferente do que a expectativa.

j) Método Contábil (METODO)

Para essa variável, utilizou-se uma *dummy* para identificar o método contábil seguido pela empresa, sendo o valor “0” para o caso de a empresa seguir o método de capitalização dos gastos totais; e “1” para o método dos esforços bem sucedidos. Uma vez que o valor dos ativos de empresas que utilizam o *full cost* tende a ser maior do que de empresas que utilizam o *successful efforts* e que boa parte desses ativos não gera benefício econômico futuro, espera-se que o reconhecimento de perdas por *impairment* seja mais relevante no método dos gastos totais. Como o valor “1” é a referência, espera-se um comportamento negativo para o coeficiente β .

k) Base Normativa (GAAP)

Existem diferenças relevantes entre as normas norte-americanas (US GAAP) e as normas internacionais (IFRS) sobre o *impairment*. Em estudo teórico, Silva et al. (2006) concluem que a adoção das normas do FASB e do IASB afetam diferentemente o valor patrimonial dos ativos, com impactos significativos nos resultados e nos indicadores econômico-financeiros da empresa.

Importante observar que quando se utiliza o fluxo de caixa como parâmetro do valor recuperável/valor justo, a probabilidade de se reconhecer uma perda para redução ao valor recuperável é maior quando se segue a norma IAS 36, do que quando se segue o SFAS 144.

Pelo SFAS 144 é realizado um teste inicial com base no fluxo de caixa futuro não descontado. Somente no caso do ativo não passar nesse teste inicial é que se utiliza o fluxo de caixa futuro descontado, mas nesse caso para se apurar o valor da perda. Pelo IAS 36 não existe o teste inicial, seguindo imediatamente para comparação do valor contábil com o valor do fluxo de caixa descontado.

Assim, como o valor do fluxo de caixa futuro não descontado (base inicial do teste pelo SFAS 144) é maior do que o fluxo de caixa descontado (IAS 36), o reconhecimento da perda para redução ao valor recuperável é mais provável segundo as normas internacionais do que em US GAAP (SILVA *et al.*, 2006).

Para o teste, utilizou-se uma variável dicotômica em que o código “0” representa as normas norte-americanas (US GAAP) e o “1” as normas internacionais (IFRS). Visando corroborar as proposições de Silva et al. (2006), espera-se que o coeficiente β calculado seja positivo, denotando que ao se adotar as normas internacionais a probabilidade de ocorrência de perdas por *impairment* é maior.

1) Preço do Barril de Petróleo (PREBAR)

O preço do barril de petróleo é uma das variáveis mais relevantes na indústria petrolífera como um todo. Trata-se de uma *commodity* com cotação diária e que serve de parâmetro para o estabelecimento dos valores dos serviços, dos equipamentos de E&P e para o estudo da viabilidade econômica dos projetos exploratórios, dentre outros.

Pariser e Titard (1991) afirmam que significativas mudanças no preço do barril podem ter um dramático efeito no valor dos ativos, no lucro líquido e no valor da empresa, em especial para as empresas que adotam o *full cost*. Referidos autores criticam, inclusive, o fato de várias empresas gerenciarem a escolha do método contábil, mudando do *full cost* para o *successful efforts* em períodos de declínio do preço para evitar o reconhecimento de perdas por *impairment*.

Wright e Gallun (2008) alertam para o fato de que, especialmente nas normas norte-americanas, um declínio temporário no preço do barril de petróleo não deveria ser suficiente para requerer a realização do teste de *impairment*, a menos que tal declínio seja julgado como permanente ou ao menos duradouro.

Para fins deste estudo não foi possível considerar uma série histórica de cotações do preço do barril de petróleo, uma vez que o reconhecimento da perda por *impairment* se dá normalmente por ocasião da preparação das demonstrações financeiras anuais. Mesmo se utilizasse a cotação do preço do barril do final de cada ano, o valor da variável seria igual para todas as 53 empresas.

Assim, para considerar o impacto do preço do barril de petróleo, foi utilizada uma variável *dummy* para identificar se em um determinado período a variação do preço do barril foi positiva ou negativa. No ano em que a variação foi positiva (em relação ao ano anterior), atribui-se o valor “0” e naquele em que a variação foi negativa, o valor foi “1”. O gráfico 1 mostra a evolução do preço do barril de petróleo do tipo *brent* (referência no mercado) de julho de 2004 a abril de 2009.



Gráfico 1 – Evolução do preço do barril de petróleo tipo *brent*

Fonte: *Energy Information Administration* (EIA).

Conforme pode ser observado no gráfico, no ano de 2005 houve uma variação positiva de 43,6%, com o preço do barril saindo de US\$ 45,51 no início do ano para US\$ 56,86 no final. Assim, para 2005, atribui-se o valor “0” para a *dummy* PREBAR. O mesmo ocorreu com os anos de 2006 (variação positiva de 9,9%) e 2007 (variação positiva de 45,6%).

Em 2008, entretanto, apesar do preço do barril ter atingido níveis históricos no mês de julho, com cotação a US\$ 132,72, observou-se uma queda acentuada no segundo semestre motivada pela crise financeira que assolou o mundo, com a cotação encerrando aquele ano a US\$ 39,95 o barril. Com isso, o ano de 2008 apresentou uma variação negativa de 56,1% e atribui-se o valor “1” como atributo da *dummy*.

Dessa forma, espera-se que o comportamento do coeficiente (β) calculado seja positivo em relação ao reconhecimento da perda para redução ao valor recuperável, ou seja, em períodos de variação negativa do preço do barril de petróleo a probabilidade de se reconhecer perdas aumenta, tendo-se em vista que o código “1” da *dummy* é a referência neste caso.

3.3 Estatística Descritiva

A tabela 2 apresenta a estatística descritiva da amostra. Percebe-se que, em média, as empresas reconheceram anualmente o montante de US\$ 313 milhões como perdas para redução ao valor recuperável dos ativos de E&P.

Em média, de cada 100 barris produzidos, elas conseguiram repor apenas 72,6 barris como novas reservas, sendo que a vida útil das reservas é, em média, de 13 anos. O sucesso exploratório das empresas foi em média de 67%, ou seja, para cada 100 poços perfurados, se acha petróleo em cerca de 67 deles.

No período da amostra, a média de ganho foi de US\$ 12,69 por barril de petróleo produzido e vendido e as empresa investiu uma média de US\$ 10,7 bilhões para explorar e desenvolver seus campos petrolíferos, os quais apresentam uma média de 2,8 bilhões de barris em reservas provadas que geram fluxo de caixa de US\$ 25,2 bilhões.

TABELA 2: ESTATÍSTICA DESCRITIVA

Variáveis	Estatística Descritiva				
	Média	Mediana	Desvio Padrão	Máximo	Mínimo
IMPAIRMENT (US\$ mihões)	313	11	1.136	10.379	-2.475
IRR (%)	72,6%	67,2%	177,4%	717,8%	-1793,0%
RP (anos)	13	12	5	32	3
SUCEXPLO (%)	67,8%	68,3%	22,9%	100,0%	0,0%
GANHOBOE (US\$/Barril)	12,69	13,67	16,57	156,46	-98,25
CAPEXDES (US\$ mihões)	3.033	1.516	3.599	18.004	3
CAPEXEX (US\$ mihões)	7.709	4.235	913	5.432	1
RPDES (Mihões BOE)	1.771	729	2.581	13.388	1
RPNDES (Mihões BOE)	1.111	346	1.771	8.651	1
FCDRESERVA (US\$ mihões)	25.212	9.512	41.470	253.704	-2.044

Fonte: Dados da pesquisa.

Para as variáveis monetárias (US\$) e representativas da quantidade de barris (BOE), procedeu-se a transformação das mesmas elevando-se cada observação ao quadrado e posteriormente calculando-se seu respectivo logaritmo visando eliminar o efeito tamanho.

No caso das variáveis *dummies*, 88 empresas da amostra utilizam o método dos gastos totais e 124 o método dos esforços bem sucedidos; 168 empresas reportaram suas informações de acordo com as normas norte-americanas (US GAAP) e 44 de acordo com as normas internacionais (IFRS). Por fim, 159 observações referem-se a períodos de variação positiva do preço do barril de petróleo e 53 observações a períodos de variação negativa.

3.4 Tratamento das Variáveis

O processamento das estatísticas foi realizado por meio de programa estatístico, com o emprego da técnica de regressão com dados em painel. Não se pretendeu chegar por meio

dessa metodologia a um modelo que tenha capacidade de prever resultados da variável dependente, mas apenas compreender “como” as variáveis analisadas estão relacionadas.

Uma vez que a base de dados refere-se às informações de uma mesma unidade (empresas) ao longo de quatro anos, a técnica de regressão com dados em painel se mostra a mais adequada (GUJARATI, 2006).

Na regressão com dados em painel, a mesma unidade de corte transversal (uma família, uma empresa, um estado) é acompanhada ao longo do tempo, possuindo três abordagens: efeito combinado; efeito fixo e efeito aleatório (GUJARATI, 2006).

É importante observar que como foram utilizadas três variáveis binárias (GAAP, METODO e PREBAR), não foi possível lançar mão da abordagem dos efeitos fixos, pois como alerta Gujarati (2006, p. 520), ao se introduzir variáveis binárias, perde-se muitos graus de liberdade em função de muitas unidades em corte transversal (53 empresas) sendo observadas em curto espaço de tempo (4 anos). Além disso, não seria possível identificar o impacto de variáveis que não mudam ao longo do tempo, como é o caso das variáveis GAAP e METODO ou que mudam ao longo do tempo, mas que têm o mesmo valor para todas as unidades em corte transversal (PREBAR).

Restando as abordagens de efeito combinado e de efeito aleatório, recorreu-se ao teste de Chow (tabela 4) para decidir entre a melhor abordagem a ser aplicada.

3.5 Pressupostos e Modelo Econométrico

Para identificar qual a abordagem mais adequada, procedeu-se a regressão por MQO (Mínimos Quadrados Ordinários) tanto para a abordagem combinada quanto para a de efeito aleatório. Os dados da regressão constam da tabela 3.

TABELA 3 – REGRESSÃO COM DADOS EM PAINEL – EFEITO COMBINADO E ALEATÓRIO

Dados da Regressão	Efeito Combinado	Efeito Aleatório
R Quadrado	0,397264	0,381319
R Quadrado Ajustado	0,360918	0,344012
Estatística F	1,093011	1,022100
Prob. (Estatística F)	0,000000	0,000000
Estat. Durbin-Watson	1,213134	1,743009

Fonte: Dados da pesquisa.

As regressões mostraram-se significativas tendo em vista a probabilidade da estatística F nos dois casos ser menor que 0,05, considerando um nível de significância de 5%. Na regressão com efeito combinado as variáveis independentes explicam 36% da variação da

variável dependente IMPAIRMENT, sendo que considerando o efeito aleatório o poder explicativo ficou em 34%.

Quanto à hipótese de que os resíduos não são autocorrelacionados, percebe-se que a estatística de Durbin-Watson de 1,213, no caso do efeito combinado, está bastante abaixo do intervalo de aceitação, considerando o valor tabelado mais próximo para os dados da pesquisa [intervalo de 1,655 a 1,896 para N=210 e K=13], demonstrando problemas quanto a essa premissa em função, provavelmente, da especificação do modelo uma vez que o mesmo pressupõe que os coeficientes são constantes ao longo do tempo e entre os indivíduos. Em relação à regressão com efeito aleatório, a estatística de Durbin-Watson (1,743) é inconclusiva quanto à autocorrelação serial dos resíduos, por ficar entre os valores críticos de 1,655 e 1,896.

Com base nos dados da regressão foi possível efetuar o teste de Chow (GUJATATI, 2006, p. 518), como mostra a tabela 4, em que R^2_{SR} é o Coeficiente de determinação do efeito aleatório e R^2_R do efeito combinado; N o número de *cross-sections*; NT o número total de observações e K o número de parâmetros estimados.

TABELA 4 – TESTE DE CHOW

Teste de Chow	$F_{calculado}$	$F_{crítico}$
$F = \frac{(R^2_{SR} - R^2_R)/(N - 1)}{(1 - R^2_{SR})/(NT - K)}$	0,098630	1,408403

Fonte: Dados da pesquisa.

Como o $F_{calculado}$, em módulo, foi menor que o $F_{crítico}$, não se pode rejeitar a hipótese de que os interceptos são iguais para todas as *cross-sections*, ou seja, que o modelo combinado é o mais adequado no presente caso e apresenta a seguinte especificação genérica:

$$Y_{it} = \beta_0 + \beta_1 x_{1it} + \beta_2 x_{2it} + \dots + \beta_k x_{kit} + \mu_{it} \quad (1)$$

Em que Y é a variável dependente de cada unidade de seção cruzada i no tempo t ; β_0 é o intercepto; β_1 ; β_2 ; β_k são os coeficientes angulares da variável explicativa e que são idênticos para todas as empresas, ou seja, todos os coeficientes são constantes ao longo do tempo e entre indivíduos; e μ é o termo de erro de seção cruzada i no tempo t .

Decido pela regressão com efeito combinado, verificou-se o atendimento dos demais pressupostos da regressão, além da autocorrelação serial dos resíduos, já analisada.

A hipótese de que os resíduos da regressão como um todo seguem distribuição normal não foi rejeitada ao nível de significância de 5%, segundo o teste de Jarque-Bera ($JB = 0,531268$ e $p\text{-value} = 0,766720$).

Para o pressuposto da não heterocedasticidade dos resíduos utilizou-se os testes indicados na tabela 5.

TABELA 5 – TESTE DE HOMOSCEDASTICIDADE DOS RESÍDUOS

Testes para Heterocedasticidade	Valor	Prop.
Bartlett	5,874263	0,3186
Levene	2,357486	0,0416
Brown-Forsythe	2,072568	0,0702

Fonte: Dados da pesquisa

Pelos testes de Bartlett e Brown-Forsythe tem-se a não violação do pressuposto ($p\text{-value} > 0,05$), permitindo que se aceitasse a hipótese de que a variância dos resíduos é constante para todas as observações referentes a cada conjunto de valores das variáveis independentes.

No teste de Levene, entretanto, rejeita-se a hipótese de homoscedasticidade ao nível de 5%. Para corrigir esse problema e o da autocorrelação dos resíduos recorreram-se as orientações de Gujarati (2006, p. 523) que indicam a inclusão de termos auto-regressivos no modelo e a utilização da correção de White (coeficiente de covariância robusto).

Dessa forma, o modelo econométrico final utilizado para atender ao objetivo da pesquisa apresenta a seguinte especificação:

$$\begin{aligned} \text{IMPAIRMENT}_{it} = & \beta_0 + \beta_1 * \text{CAPEXDES}_{it} + \beta_2 * \text{CAPEXEX}_{it} + \beta_3 * \text{FCDRESERVA}_{it} \\ & + \beta_4 * \text{GAAP}_{it} + \beta_5 * \text{GANHOBEO}_{it} + \beta_6 * \text{IRR}_{it} + \beta_7 * \text{METODO}_{it} + \beta_8 * \text{PREBAR}_{it} \\ & + \beta_9 * \text{RP}_{it} + \beta_{10} * \text{RPDES}_{it} + \beta_{11} * \text{RPNDES}_{it} + \beta_{12} * \text{SUCEXPLO}_{it} + [\text{AR}(1) = \beta_{13}] \end{aligned} \quad (2)$$

Em que IMPAIRMENT = perdas por *impairment*; CAPEXDES = gastos de desenvolvimento incorridos; CAPEXEX = gastos exploratórios incorridos; FCDRESERVA : valorização padronizada das reservas; GAAP = base normativa utilizada; GANHOBEO = ganho por barril; IRR = índice de reposição de reservas; METODO = método contábil utilizado; PREBAR = variação do preço do barril no ano; RP = índice reserva/produção; RPDES = reservas provadas desenvolvidas; RPNDES = reservas provadas não desenvolvidas; SUCEXPLO = índice de sucesso exploratório; e $\text{AR}(1)$ = termo auto-regressivo de primeira ordem.

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

A regressão com dados em painel utilizando-se do efeito combinado, do método do coeficiente de covariância robusto e da inclusão de um termo auto-regressivo de primeira ordem AR(1), gerou os resultados apresentados na tabela 6.

TABELA 6 - REGRESSÃO COM DADOS EM PAINEL – EFEITO COMBINADO COM CORREÇÕES

Variável	Coefficiente	Erro Padrão	Estatística t	Prob.
CAPEXDES	0,200648	0,078419	2,558675	0,0115
CAPEXEX	-0,024318	0,061691	-0,394198	0,6940
FCDRESERVA	0,759725	0,366474	2,073068	0,0399
GAAP	0,512970	0,464100	1,105300	0,2709
GANHOBOE	-0,494222	0,196938	-2,509537	0,0132
IRR	-0,087031	0,088769	-0,980411	0,3285
METODO	-0,853573	1,018039	-0,838448	0,4032
PREBAR	2,425548	0,336233	7,213893	0,0000
RP	-0,117327	0,043360	-2,705908	0,0076
RPDES	0,560050	0,640937	0,873799	0,3837
RPNDES	-0,744264	0,225563	-3,299583	0,0012
SUCEXPLO	0,597912	0,503181	1,188264	0,2367
AR(1)	0,40335	0,069539	5,800344	0,0000
β_0 (intercepto)	-1,705916	1,923223	-0,887009	0,3765
R Quadrado	0,510943	Estatística F		11,65299
R Quadrado Ajustado	0,467096	Prob. (Estatística F)		0,000000
Estat. Durbin-Watson			2,001867	2,001867

Fonte: Dados da pesquisa.

Reverendo novamente os pressupostos da regressão, aceitaram-se as hipóteses de que os resíduos seguem distribuição normal, são homoscedásticos e não estão autocorrelacionados, ao nível de significância de 5%, conforme testes informados na tabela 7.

TABELA 7 – TESTE DOS PRESSUPOSTOS DA REGRESSÃO

Testes dos Pressupostos	Valor	Prob.
Jarque-Bera	1,849546	0,3966
Bartlett	4,644703	0,1997
Levene	2,277985	0,0818
Brown-Forsythe	1,914138	0,1296
Durbin-Watson	4 - D_U	4 - D_L
	2,001867	2,355

Fonte: Dados da pesquisa.

Tendo a regressão sido considerada válida e atendido todos os pressupostos básicos após as correções, o grau de explicação do modelo passou para 46,7%, com seis variáveis significativas ao nível de 5%, levando-se a aceitar a hipótese de que algumas informações específicas do segmento de E&P apresentam capacidade preditiva relevante quanto às perdas para redução ao valor recuperável dos ativos de E&P de empresas petrolíferas.

O preço do barril de petróleo (PREBAR) mostrou-se a variável mais relevante estatisticamente e o sinal do coeficiente obtido atendeu as expectativas, ou seja, foi positivo.

Assim, períodos de variações negativas no preço do barril tendem a fazer com que as empresas aumentem suas perdas por *impairment*, confirmando as proposições de Pariser e Titard (1991). De fato, acessando a base de dados no ano em o preço do barril sofreu forte queda (2008), das 53 empresas da amostra, apenas 6 delas não constituíram tais perdas.

Como era de se esperar, a principal fonte de receita das empresas petrolíferas (reservas) são fundamentais ao reconhecimento ou não de perdas por *impairment*. Contudo, apenas as Reservas Provadas Não Desenvolvidas (RPNDES) mostrou-se significativa estatisticamente, indicando que quanto maior for o esforço da empresa em possuir mais reservas, menor serão as chances de se ter que registrar perdas para redução ao valor recuperável em ativos de E&P.

Assim como apontado por Domingues *et al.* (2009), o sinal do coeficiente obtido para RPNDES foi igual ao esperado: negativo. Entretanto, além da variável RPDES (Reservas Provadas Desenvolvidas) não ter valor preditivo estatisticamente significativa, o sinal do coeficiente obtido não atendeu as expectativas, indicando estudos adicionais para o seu entendimento.

Se as reservas provadas denotam a estimativa da quantidade de barris de petróleo existentes na jazida, a variável Relação Reserva x Produção (RP) representa o tempo de vida útil dessas reservas, a qual foi considerada significativa, ou seja, possui valor preditivo quanto ao reconhecimento de perdas para redução ao valor recuperável em ativos de E&P.

Pode-se afirmar, portanto, que quanto mais se reduz o tempo de vida útil econômica das reservas, maior será a probabilidade de se ter o reconhecimento de perdas, confirmando a hipótese formulada.

Esses resultados são fundamentais para a análise de empresas petrolíferas, principalmente porque, como já argumentado por Writh e Gallun (2008), uma das principais características das atividades de E&P é a de que não existe uma correlação clara entre a magnitude dos gastos incorridos e qualquer valor resultante em reservas. Com os resultados obtidos, pode-se entender que o aumento das perdas para redução ao valor recuperável chega a ser um indicador da não eficiência da empresa em traduzir os seus esforços (a constituição de ativos de E&P) em resultados econômicos futuros.

A variável GANHOBEO também se mostrou significativa e com valor preditivo para o reconhecimento de perdas por *impairment*. Tendo em vista que nessa variável está expresso o valor médio de realização da empresa, o qual é impactado diretamente pelo preço do barril

de petróleo, esperava-se um comportamento inverso do coeficiente da variável frente à variável dependente. A hipótese foi confirmada pelos testes, mostrando que quanto maior for o ganho por barril, menor será a probabilidade de se ter que reconhecer a perda.

As variáveis CAPEXDES e FCDRESERVA podem ser consideradas de valor preditivo quanto ao reconhecimento de perdas por *impairment* dos ativos de E&P. Contudo, contrariando as expectativas, os sinais dos coeficientes obtidos na regressão foram opostos ao esperado.

Conforme esclareceu Godoy (2004, p. 95), os gastos incorridos para desenvolver um campo e deixá-lo em condições de produzir estão relacionados às reservas provadas de óleo e gás, ou seja, que se conhece por estimativas seus benefícios econômicos futuros. Assim, era de se esperar que o comportamento da variável CAPEXDES seguisse uma tendência contrária a constituição de perdas por *impairment*.

O sinal positivo do coeficiente da variável CAPEXDES, assim, pode ser entendido recorrendo-se aos argumentos de Writh e Gallun (2008) de que não existem correlações claras entre os gastos incorridos para se ter uma jazida petrolífera e as receitas provenientes dela.

Quanto ao comportamento da variável FCDRESERVA, a mesma segue positivamente as variações nas perdas para redução ao valor recuperável em ativos de E&P. De certa forma, pode-se entender as afirmações de Wright e Gallun (2008) e as conclusões de Wright e Brock (1999) quanto à relevância dessa medida, envolta em críticas quanto à forma de cálculo do fluxo de caixa, que seguem premissas padronizadas como a utilização do preço do barril de petróleo negociado no último dia do ano, como valor de referência para as premissas do fluxo de caixa. Em relação às variáveis sem poder preditivo frente às perdas para redução ao valor recuperável dos ativos de E&P (CAPEXEX, GAAP, IRR e METODO), ressalta-se o fato de que, ao menos, o sinal esperado dos coeficientes seguiu as expectativas formuladas.

Assim, mesmo sem poder realizar inferências, tem-se um indicador para futuras investigações de que a diminuição do sucesso e dos gastos exploratórios, bem como a utilização do método *full cost* e das normas internacionais (IFRS) poderiam aumentar a probabilidade de reconhecimento de perdas por *impairment*, de acordo com as hipóteses formuladas.

Por fim, a variável SUCEXPLO não se mostrou significativa e tão pouco atendeu as expectativas quanto ao comportamento do coeficiente, não confirmando os argumentos de Wright e Gallun (2008) de que se trata de uma medida de lucratividade futura da empresa, o

que poderia reduzir as chances de reconhecimento das perdas. É importante entender que o simples fato de se encontrar petróleo não se traduz necessariamente em fonte de receitas futuras para empresa, tendo em vista que a quantidade e a qualidade do petróleo encontrado, antes de tudo, devem ser economicamente viáveis.

Na tabela 8 é possível encontrar um resumo sobre o comportamento das variáveis estudadas e se as mesmas foram aceitas ou rejeitadas frente à significância estatística observada sob hipótese de que informações de E&P apresentam capacidade preditiva relevante quanto às perdas para redução ao valor recuperável em ativos desse segmento.

TABELA 8 – CONCLUSÕES SOBRE AS VARIÁVEIS EXPLICATIVAS

Variável	Sinal Esperado	Aceitar/ Rejeitar	Sinal Obtido
CAPEXDES	(-)	Aceitar	(+)
CAPEXEX	(-)	Rejeitar	(-)
FCDRESERVA	(-)	Aceitar	(+)
GAAP	(+)	Rejeitar	(+)
GANHOBEOE	(-)	Aceitar	(-)
IRR	(-)	Rejeitar	(-)
METODO	(-)	Rejeitar	(-)
PREBAR	(+)	Aceitar	(+)
RP	(-)	Aceitar	(-)
RPDES	(-)	Rejeitar	(+)
RPNDES	(-)	Aceitar	(-)
SUCEXPLO	(-)	Rejeitar	(+)

Fonte: Dados da pesquisa

Como algumas variáveis sofreram transformações, é importante ressaltar a observação de Corrar, Paulo e Dias Filho (2007, p. 46) de que “convém usar os indicadores de interpretação do modelo com as variáveis originais em vez de somente dar prioridade às variáveis com dados transformados.”

Com isso, visando apenas ampliar o entendimento do comportamento das variáveis, principalmente daquelas que sofreram transformações e que tiveram um comportamento diferente do esperado, procedeu-se a regressão com os mesmos parâmetros da regressão demonstrada na tabela 6. As informações das variáveis significativas e que tiveram comportamento divergente constam a seguir.

TABELA 9 – COMPORTAMENTO DAS VARIÁVEIS COM DADOS NÃO TRANSFORMADOS

Variável	Sinal Esperado	Coefficiente	Estatística t	Prob.	Sinal Obtido
CAPEXDES	(-)	0,15592	4,15950	0,0001	(+)
FCDRESERVA	(-)	-0,00501	-4,78973	0,0000	(-)

Fonte: Dados da pesquisa

Conforme tabela 9, percebe-se que mesmo com os dados não transformados, o comportamento do coeficiente da variável CAPEXDES manteve-se distinto da expectativa. Entretanto, para a variável FCDRESERVA, o sinal do coeficiente com os dados originais atenderia a hipótese formulada quanto ao comportamento da variável frente à perda para redução ao valor recuperável em ativos de E&P, sendo assim, uma interessante questão para se aprofundar em estudos futuros.

5. CONCLUSÕES

Atendendo ao objetivo de determinar como as informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo de empresas petrolíferas se relacionam com a constituição de perdas por desvalorização econômica de ativos (*impairment*), foi possível identificar oito variáveis com comportamento de acordo com as hipóteses formuladas.

Em termos de significância estatística, foram identificadas seis variáveis com valor preditivo determinante ao reconhecimento de perdas por *impairment* em ativos de E&P ao nível de significância de 5%. Tais variáveis foram: o Preço do Barril de Petróleo (PREBAR); a Reserva Provada Não Desenvolvida (RPNDES); a Relação Reserva x Produção (RP); os Custos de Desenvolvidos Incorridos (CAPEXDES); o Ganho por Barril (GANHOBEO) e a Valorização Padronizada das Reservas (FCDRESERVA).

O modelo formulado apresentou grau de explicação de 46,7%, mostrando, logicamente, que existem outros fatores determinantes ao reconhecimento de perdas para redução ao valor recuperável em ativos de E&P.

Não se pode deixar de anotar que a decisão para o reconhecimento ou não de provisões (perdas) de qualquer natureza é uma decisão discricionária do gestor. Assim, pesquisas na linha da teoria do gerenciamento de resultados (*earnings management*) também seriam relevantes para a ampliação dos fatores determinantes ao *impairment* em ativos de E&P. Uma linha de pensamento poderia ser em verificar qual a predisposição de empresas petrolíferas que utilizam as normas internacionais frente àquelas que utilizam as normas norte-americanas em gerenciar seu resultado por meio de provisões para redução ao valor recuperável.

Finalmente, é importante ressaltar que essa pesquisa possui limitações, em especial a de que as conclusões obtidas ficam restritas à amostra, às variáveis selecionadas e à ferramenta econométrica utilizada, ou seja, não podem ser generalizadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADAMS, R.S. et al. The full-cost ceiling test. **Journal of Accountancy**. v.177, n.4. apr., 1994.
- ALCIATORE, M.; EASTON, P.; SPEAR, N. Accounting for the impairment of long-lived assets: evidence from the petroleum industry. **Journal of Accounting and Economics**. v. 29, p. 151-172, 2000.
- AL-JABR, Y.; NASSER, S. Oil and gas asset impairment by full cost and successful efforts firms. **Petroleum Accounting and Financial Management Journal**, Fall, 2004.
- BAESSO, R.S. et al. Impairment em empresas norte-americanas do setor de telefonia móvel. *In: Congresso USP de Controladoria e Contabilidade, VIII, 2008. Anais...* São Paulo: FEA/USP, 2008.
- BOYNTON IV, C.E.; BOONEB, J.P.; COE, T.L. Evaluating the exploration efficiency of oil and gas firms using SFAS 69 supplemental disclosures. **Journal of Energy Finance & Development**. n.4, p. 1-27, 1999.
- BOONE, J.P.; RAMAN, K.K. Does implementation guidance affect opportunistic reporting and value relevance of earnings? **Journal of Accounting and Public Policy**. New York. v.26, n.2, mar./apr., 2007
- BRYANT, L. Relative value relevance of the successful efforts and full cost accounting methods in the oil and gas industry. **Review Accounting Studies**, n.8, p. 5-28, 2003.
- CORRAR, L.J.; PAULO, E.; DIAS FILHO, J.M. (Coord.). **Análise multivariada**. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2007.
- CORRAR, L.J.; THEÓPHILO, C.R. (Coord.). **Pesquisa operacional para decisão em contabilidade e administração**. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2004.
- CPC – Comitê de Pronunciamentos Contábeis. **Pronunciamento CPC 01 – redução ao valor recuperável de ativos**. 2008.
- CRUZ, B.A. Análise comparativa do IAS 36 e SFAS 144 e seus impactos nos demonstrativos contábeis das empresas européias com registro na SEC em 2005. *In: Congresso USP de Controladoria e Contabilidade, VIII, 2008. Anais...* São Paulo: FEA/USP, 2008.
- DHARAN, B.G. **Improving the relevance and reliability of oil and gas reserves disclosures**. Presented to the US House Committee on Financial Services. Houston, Texa: Rice University, 2004.
- DOMINGUES, J.C.A. et al. Perda do valor de recuperação (impairment) de ativos em campos petrolíferos: um estudo das empresas listadas na NYSE. *In: Congresso USP de Controladoria e Contabilidade, IX, 2009. Anais...* São Paulo: FEA/USP, 2009.

FASB - Financial Accounting Standards Board. **Statements of Financial Accounting Standards n° 144 – accounting for the impairment or disposal of long-lived assets.** Aug., 2001.

FASB - Financial Accounting Standards Board. **Statements of Financial Accounting Standards n° 69 – disclosures about oil and gas producing activities.** 1982.

FASB - Financial Accounting Standards Board. **Statements of Financial Accounting Standards n° 19 – financial accounting and reporting by oil and gas producing companies.** 1977.

GODOY, C.R. **Evidenciação contábil e as avaliações pelo fluxo de caixa descontado e pela teoria de opções:** um estudo aplicado à indústria petrolífera mundial. Tese (Doutorado em Contabilidade e Controladoria). São Paulo: FEA/USP, 2004.

GONÇALVES, R.P. **O valor da empresa e a informação contábil:** um estudo nas empresas petrolíferas listadas na bolsa de valores de Nova York (NYSE). Dissertação (Mestrado em Contabilidade). São Paulo: FEARP/USP, 2008.

GOUVEIA, F.H.C.; MARTINS, E. Comparação dos métodos de tratamento do goodwill adquirido face às características qualitativas da informação contábil: impairment test x amortização. *In:* Congresso USP de Controladoria e Contabilidade, VII, 2007. **Anais...** São Paulo: FEA/USP, 2007.

GUJARATI, D. **Econometria básica.** 4. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2006.

IASB - International Accounting Standards Board. **International Accounting Standards n° 36 - impairment of assets.** Jun., 1998.

IUDÍCIBUS, S.; MARTINS, E.; GELBCKE, E.R. **Manual de contabilidade das sociedades por ações:** suplemento. 1.ed. São Paulo: Atlas, 2008.

JENNING, D.R.; FEITEN, J.B.; BROCK, H.R. **Petroleum accounting:** principles, procedures & issues. 5. ed. Denton, Texas: PricewaterhouseCoopers/Professional Development Institute, 2000.

MACHADO, N.P. **Teste de impairment para ativos de longa duração:** comparação entre as normas contábeis norte-americanas, internacionais e brasileiras. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis). São Leopoldo: UNISINOS, 2003.

MISUND, B.; OSMUNDSEN, P.; ASCHE, F. The value-relevance of accounting figures in the international oil and gas industry: cash flows or accruals? *In:* IAEE North American Conference, 2005. **Anais...** Denver. International Association for Energy Economics: 2005.

PARISER, D.G.; TITARD, P.L. Impairment of oil and gas properties: is a ceiling test needed for successful efforts companies? **Journal of Accountancy.** v. 172, n 6. 1991.

- RAUPP, F.M.; BEUREN, I.M. Proposta de mensuração de ativos imobilizados por meio do fair value e do impairment test. *In: Congresso USP de Controladoria e Contabilidade, VI, 2006. Anais...* São Paulo: FEA/USP, 2006.
- RODRIGUES, F.F.; GONÇALVES, R.S. Problemas no teste de impairment dos ativos intangíveis: o caso de uma empresa de telecomunicações brasileira. *In: Encontro da ANPAD, XXXI, 2007. Anais...* Rio de Janeiro: ANPAD, 2007.
- SANTOS, O.M.; SILVA, P.D.A.; SANCOVSCHI, M. Contabilidade das empresas petrolíferas: o custo de abandono. **BASE – Revista de Administração e Contabilidade da Unisinos**. São Leopoldo. v. 2, n. 3, p. 5-14, jan./abr., 2006.
- SILVA, P.D.A. **Análise da evidenciação das informações sobre o impairment dos ativos de longa duração de empresas petrolíferas**. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis). Rio de Janeiro: FACC/UFRJ, 2007.
- SILVA, P.D.A. et al. *Impairment* de ativos de longa duração: comparação entre SFAS 144 e o IAS 36. *In: Congresso USP de Controladoria e Contabilidade, VI, 2006. Anais...* São Paulo: FEA/USP, 2006.
- SOUZA, M.M.; BORBA, J.A.; DUTRA, M.H. Uma verificação das informações sobre o impairment test nas demonstrações financeiras padronizadas (CVM) e no relatório 20-F (SEC) das empresas brasileiras que negociam ADRs na bolsa de valores dos Estados Unidos. *In: Congresso UFSC de Contabilidade e Finanças, 2º, 2008. Anais...* Florianópolis: UFSC, 2008.
- SMITH, M.S.J.; FERRAREZI, M.A.D.O.; CIA, J.N.S. Impairment – obrigatoriedade ou estratégia: o caso de uma sociedade Ltda. *In: Congresso UFSC de Contabilidade e Finanças, 2º, 2008. Anais...* Florianópolis: UFSC, 2008.
- WRIGHT, C.J.; GALLUN, R.A. **Fundamentals of oil & gas accounting**. 5. ed., Tulsa, Oklahoma: PennWell, 2008.
- WRIGHT, C.J.; BROCK, H.R. Relevance versus reliability of oil and gas reserve quantity and value disclosures: the results of two decades of research. **Petroleum Accounting and Financial Management Journal**. v.18. n. 3. fall, 1999.
- ZANDONAI, F.; BORBA, J. O que dizem os achados das pesquisas empíricas sobre o teste de impairment: uma análise dos Journals em língua inglesa. **Contabilidade, Gestão e Governança**. Brasília. v.12, n.1. jan./abr., 2009.

ⁱ Em 30 de junho de 2009, o Financial Accounting Standards Board – FASB, emitiu o pronunciamento SFAS 168 “The FASB Accounting Standards Codification and the Hierarchy of Generally Accepted Accounting Principles”, estabelecendo uma fonte única para os normativos contábeis americanos denominada “Accounting Standard Codification” – ASC. Com isso, os FASB Statements – SFAS; FASB Staff Positions – FSP; FASB Interpretation – FIN ou Emerging Issues Task Force Abstracts – EITF foram renomeados por tópicos contábeis “ASC Topic”. O SFAS 144 passou a fazer parte do ASC Topic 360 – Property, Plant and Equipment.

ⁱⁱ Os pronunciamentos SFAS 19, 25 e 69 foram renomeados para o ASC Topic 932 – Extractive Activities – Oil and Gas.