

FUNDAÇÃO ESCOLA DE COMÉRCIO ÁLVARES PENTEADO -

FECAP

MESTRADO EM CIÊNCIAS CONTÁBEIS

LUCIANO TADEU LUCCI DE BIASI

**EVIDENCIAÇÃO DE PROVISÃO PARA ABANDONO DE ATIVO ADOTADA
PELAS EMPRESAS PETROLÍFERAS: SUGESTÃO DE ESTRUTURA DE
APRESENTAÇÃO**

Dissertação apresentada à Fundação Escola de Comércio Álvares Penteado - FECAP, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências Contábeis.

**Orientador: Prof. Marcos Reinaldo Severino
Peters**

São Paulo

2013

FUNDAÇÃO ESCOLA DE COMÉRCIO ÁLVARES PENTEADO – FECAP

Reitor: Prof. Edison Simoni da Silva

Pró-reitor de Graduação: Prof. Taiguara de Freitas Langrafe

Pró-reitor de Pós-graduação: Prof. Edison Simoni da Silva

Coordenador de Mestrado em Ciências Contábeis: Prof. Dr. Cláudio Parisi

FICHA CATALOGRÁFICA

D286e

De Biasi, Luciano Tadeu Lucci

Evidenciação de provisão para o abandono de ativo adotada pelas empresas petrolíferas: sugestão de estrutura de apresentação. / Luciano Tadeu Lucci De Biasi. - - São Paulo, 2013.

91 f.

Orientador: Prof. Marcos Reinaldo Severino Peters.

Dissertação (mestrado) – Fundação Escola de Comércio Álvares Penteado - FECAP - Mestrado em Ciências Contábeis.

1. Contabilidade de custo. 2. Controle de custo. 3. Indústria petrolífera – Contabilidade. 4. Ativos (Contabilidade).

CDD 657.42

FOLHA DE APROVAÇÃO

AGRADECIMENTOS

Por essa conquista na minha vida, quero agradecer, primeiramente a Deus que me iluminou, que me deu condições para mais essa realização, dando-me forças e colocando pessoas certas nos momentos certos durante essa caminhada.

Quero também agradecer à minha esposa, Andrea pela paciência e compreensão pelo tempo investido nessa conquista, e ao meu filho Erik, pelos momentos de alegria que me deu, combustível para vencer os obstáculos. Quero agradecer à minha mãe, Luiza (Dona Iza) por sempre mostrar minhas forças nos tempos difíceis e ao meu Pai por acreditar e me encorajar nesse projeto. Quero agradecer aos meus irmãos, Paulo Roberto, Mário Augusto (Guto) e Carmem Silvia, pelo apoio, pelas palavras encorajadoras.

Finalmente, quero agradecer meu orientador, Mestre Marcos Peters, do qual adquiri muitos conhecimentos durante a execução desse trabalho, pela sua calma, compreensão e incentivo. Mais que um orientador, o Mestre Peters foi um amigo.

Certamente, a partir desse momento, começa uma nova etapa de minha vida, uma etapa na qual meus conhecimentos poderão ser multiplicados para servir aos que deles precisam e, o mais importante, um momento que, a partir do qual e humildemente, trilharei a infinita estrada do aprendizado.

RESUMO

O presente trabalho estudou o nível de evidenciação da provisão de abandono de ativo de três empresas do setor de petróleo e gás, Petrobrás, Chevron e British Petroleum, elaboradas com base em três padrões contábeis diferentes, o brasileiro (CPC), o internacional (IFRS) e o norte americano (USGAAP). O objetivo dessa pesquisa foi o de sugerir uma estrutura de evidenciação com o intuito de incrementar a qualidade da divulgação dos itens que compõem a mensuração dessa provisão para proporcionar uma redução na assimetria da informação referente à provisão de abandono de ativo. A metodologia de pesquisa utilizada foi a abordagem qualitativa com a aplicação de método de pesquisa descritiva na forma de estudo de caso. Essa pesquisa analisou as demonstrações financeiras entre os anos de 2006 a 2011 da Petrobrás, apresentadas na Comissão de Valores Mobiliários e na Securities Exchange Commission, da Chevron e da British Petroleum, ambas também apresentadas na Securities Exchange Commission, com o intuito de verificar a aderência do nível de evidenciação perante os padrões contábeis IFRS, USGAAP e CPC. O estudo verificou que as empresas atingiram o nível mínimo da evidenciação exigido, exceto a Petrobrás (CVM), que demonstrou a conciliação da conta de provisão para abandono de ativos somente a partir de 2010. Já a British Petroleum foi a única a apresentar detalhes como taxa de desconto utilizada, e saída de caixa esperada para o abandono dos ativos e o prazo do ciclo econômico dos ativos. Esse estudo concluiu também que há importantes discrepâncias na forma de apresentação. Logo, a estrutura de evidenciação sugerida nesse trabalho pode ser útil para padronizar a forma de apresentação dessas informações com a possibilidade de melhoria na qualidade da informação contábil e da redução da assimetria da informação.

Palavras-chave: Provisão para abandono de ativos. Ativos de longa duração. Evidenciação. Assimetria da informação. Gerenciamento de resultados. Petróleo. Gás.

ABSTRACT

The present paper studied the level of disclosure of the asset abandonment provision by analyzing the financial report of three companies in the oil and gas industry Petrobrás, Chevron and British Petroleum. The financial reports have been prepared according to three different accounting standards: Brazilian (CPC), the international (IFRS) and North American (USGAAP). The aim of this study was to suggest a framework to increase the quality of disclosure of the items that comprise the measurement of asset retirement obligation provision to provide a decrease in information asymmetry related to the provision of abandonment of assets. The research methodology was qualitative approach with the application of descriptive research method in the form of case study. This research examined the financial statements of the years 2006-2011 of Petrobrás, filed at the Comissão de Valores Imobiliários and at the Securities and Exchange Commission Securities, of Chevron and British Petroleum, both also filed at the Securities Exchange Commission, in order to verify compliance the level of disclosure that the accounting standards IFRS, USGAAP and CPC recommend. This study verified those companies have reached the minimum level of disclosure required, but Petrobrás (CVM) that demonstrated the reconciliation of the allowance for asset retirement only for 2010 fiscal year. On the other hand British Petroleum was the only one to provide details such as discount rate, expected cash outflow for the abandonment of the asset and the period of the economic cycle of the assets. This study also concluded there are significant discrepancies in the way information regard asset retirement obligation is disclosed among those financial reports. Thus, the structure of disclosure suggested in this work can be useful to standardize the disclosure of the information regard asset retirement obligation with the possibility of improving the quality of the accounting information and by reducing information asymmetry.

Keywords: Provision for asset retirement obligation. Long-lived assets. Disclosure. Information asymmetry. Earnings management. Oil. Gas.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – Manobra contábil	26
FIGURA 2 – Definição de ativo	30
FIGURA 3 – Níveis de mensuração a valor justo	35
FIGURA 4 – Exploração de petróleo e gás	46
FIGURA 5 – Método de esforço bem sucedido	49
FIGURA 6 – Método do custo total	51

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1- Fluxo de caixa das operações de exploração de petróleo	16
GRÁFICO 2- Reservas provadas de petróleo por continente	42
GRÁFICO 3- Produção de petróleo por continente	42
GRÁFICO 4- Reservas provadas de gás natural por continente	43
GRÁFICO 5- Produção de gás natural por continente	43

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1- Propriedade por tipo de petróleo bruto	39
QUADRO 2- Produtos resultantes do petróleo	39
QUADRO 3- Produtos resultantes do gás natural	39
QUADRO 4- Ranque Forbes Global 2000	41
QUADRO 5- Método: esforços bem sucedidos versus custo total	52
QUADRO 6- Descrição geral das obrigações de baixa	65
QUADRO 7- Cronograma esperado de saídas de caixa- CPC e IFRS	66
QUADRO 8- Existência de ativos restritos- USGAAP	66
QUADRO 9- Reconciliação de valores: passivos incorridos no período- USGAAP, CPC e IFRS	66
QUADRO 10 - Reconciliação de valores: passivos quitados no período - USGAAP, CPC e IFRS	67
QUADRO 11- Reconciliação de valores: atualização de juros - USGAAP, CPC e IFRS .	67
QUADRO 12- Reconciliação: efeito do ajuste na taxa de juros - CPC e IFRS.....	68
QUADRO 13- Reconciliação: revisão de estimativas- IFRS, CPC e IFRS	68

QUADRO 14- Indicação das incertezas na determinação da provisão de abandono de ativo - IFRS, CPC e IFRS	69
QUADRO 15- Impossibilidade de estimar o valor das obrigações de baixa - IFRS, CPC e USGAAP	69
QUADRO 16- Linha específica no balanço patrimonial	70
QUADRO 17- Linha específica na demonstração do resultado do exercício	70
QUADRO 18- Método de estimativa do valor justo	70
QUADRO 19- Taxa de juros livre de risco	70
QUADRO 20- Valor futuro da obrigação	71
QUADRO 21- Prazo do fluxo de caixa	71
QUADRO 22- Segregação do custo de abandono entre reservas provadas desenvolvidas e reservas provadas não desenvolvidas	72
QUADRO 23- Estrutura de evidenciação da provisão de abandono de ativo – IFRS e CPC	73
QUADRO 24- Estrutura de evidenciação da provisão de abandono de ativo – USGAAP.	75

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	12
1.2	SITUAÇÃO PROBLEMA	12
1.3	Objetivo geral	13
1.4	Objetivo específico	14
1.5	JUSTIFICATIVA	14
1.6	RELEVÂNCIA	15
1.7	DELIMITAÇÕES	16
1.8	CONTRIBUIÇÕES	17
2	REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1	Teoria positiva da contabilidade	18
2.2	Assimetria da informação	21
2.3	Gerenciamento de resultados	24
2.4	DEFINIÇÃO DE ATIVO	28
2.5	DEFINIÇÃO DE PASSIVO E PROVISÃO	31
2.6	MENSURAÇÃO DE ATIVOS E PASSIVOS	33
2.6.1	Custo histórico	33
2.6.2	Valor justo	33
3	ATIVIDADE PETROLÍFERA	38
3.1	Propriedades do petróleo e do gás natural	38
3.2	A indústria do petróleo e gás natural	39
3.2.1	Exploração de petróleo e gás	44
3.2.2	Abandono de Área Produtiva	47
3.3	CONTABILIDADE DO SETOR PETROLÍFERO	48
3.3.1	USGAAP- esforço bem sucedido versus custo total	48
3.3.2	Norma internacional - IFRS e norma brasileira- CPC	52
3.4	PROVISÃO DE ABANDONO DE ATIVO	53
3.4.1	Aspectos contábeis	54
3.4.2	Provisão de abandono de ativo – IFRS e CPC	57
3.4.3	Evidenciação da provisão de abandono de ativo USGAAP, CPC e IFRS	58
3.5	INFORMAÇÃO POR SEGMENTO	60
4	METODOLOGIA DA PESQUISA	63
5	ANÁLISE DA PESQUISA	65
5.1	ANÁLISE DA EVIDENCIAÇÃO DA PROVISÃO DE ABANDONO DE ATIVO	65
5.1.1	Informações Obrigatórias	65
5.1.2	Informações Adicionais	69
5.2	SUGESTÃO DE MODELO DE EVIDENCIAÇÃO	72
5.2.1	Demonstrativo da provisão de abandono de ativo	76
6	RESULTADOS DA PESQUISA	80
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	83
	REFERÊNCIAS	85

LISTA DE ABREVIATURA E SIGLAS

AICPA	<i>American Institute of Certified Public Accountants</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ARO	<i>Asset Retirement Obligation</i>
BM&FBOVESPA	Bolsa de Mercadorias e Futuro da Bolsa de Valores do Estado de São Paulo
CEO	<i>Chief Executive Officer</i>
CPC	Comitê de Pronunciamentos Contábeis
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
DFP	Demonstração Financeira Padrão
DRE	Demonstração do Resultado do Exercício
EAU	Emirados Árabes Unidos
EI	<i>Edson Electric Institute</i>
EUA	Estados Unidos da América
FASB	<i>Financial Accounting Standard Board</i>
IAS	<i>International Accounting Standards</i>
IASB	<i>International Accounting Standards Board</i>
ICPC	Interpretação Técnica do Comitê de Pronunciamentos Contábeis
IFRIC	<i>International Financial Reporting Interpretations Committee</i>
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i>
FIN	<i>FASB Interpretation Number</i>
NYSE	<i>New York Stock Exchange</i>
OPEC	<i>Organization of Petroleum Exporting Countries</i>
SEC	<i>Security and Exchange Commission</i>
SFAC	<i>Statement of Financial Accounting Concepts</i>
SFAS	<i>Statement of Financial Accounting Standards</i>
TPC	Teoria Positiva da Contabilidade
USGAAP	<i>United State Generally Accepted Accounting Principles</i>

1 INTRODUÇÃO

Custos de abandono, de baixa ou desmantelamento de ativos são custos a incorrer ao final do ciclo de vida de um ativo de longa duração. Esses custos são gastos a serem efetuados com a desmontagem de ativos e recuperação de área que ocorrem normalmente em operações desenvolvidas por empresas de capital intensivo, compondo o ciclo da exploração econômica de atividades desenvolvidas mais comumente por empresas do setor energético tais como: energia elétrica, energia nuclear, petróleo e gás e empresas do setor de telecomunicações, dentre outras.

O custo de abandono pode ser decorrente de obrigação legal ou construtiva de se desmantelar, retirar e abandonar um ativo podendo haver necessidade de recomposição da área na qual o ativo foi instalado. No caso da indústria petrolífera, a obrigação de desmontagem e remoção de plataformas e demais instalações marítimas foi inicialmente determinada na Convenção das Nações Unidas sobre a Lei do Mar de 1958. Conforme afirma Luczynsky (2002), o documento final desta convenção estipulou que qualquer estrutura utilizada e relacionada à na exploração de petróleo e gás natural deve ser removida inteiramente (remoção total) no encerramento da exploração. Porém, na prática, a remoção parcial tem sido utilizada por permitir redução de custos podendo a plataforma ser abandonada em local seguro e ser transformada em recife artificial. De toda maneira, por se tratar de uma obrigação, os referidos custos de remoção a abandono desses ativos devem ser reconhecidos contabilmente como provisão.

Como resultado dessa obrigação, normas contábeis foram desenvolvidas primeiramente nos Estados Unidos (USGAAP), com o objetivo de disciplinar o reconhecimento, a mensuração e a evidenciação da provisão de abandono de ativo ou *asset retirement obligation*. A mensuração dessa provisão possui alto nível de subjetividade que recai principalmente no processo de desmontagem que depende de condições geográficas, tecnológicas, climáticas, geológicas, do ciclo econômico das reservas de petróleo, de índice de inflação esperado e da taxa de desconto a ser utilizada para cálculo do valor justo dessa provisão, dentre outras. Devido a essas e outras variáveis independentes, a mensuração da provisão para abandono de ativos carrega uma influência significativa do julgamento da administração o que pode criar condições para a prática de gerenciamento de resultados. Uma das formas de mitigar esses riscos é a de ampliar o grau de evidenciação das premissas

adotadas e dos componentes dos cálculos do valor justo aplicados na mensuração da provisão de abandono de ativo.

Assim sendo, esse estudo aborda a análise do nível de evidenciação praticado pelas empresas integradas do setor petrolífero que representem as três práticas contábeis: o IFRS, o USGAAP e o CPC (norma internacional adaptada e adotada no Brasil) com a finalidade de identificar se há evidenciação suficiente, com base nos padrões contábeis citados dos componentes da provisão de abandono de ativo, com a apresentação de uma estrutura de evidenciação.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A provisão para abandono de ativos de longa duração é resultante da obrigação de se desmontar e remover plataformas petrolíferas. Essa obrigação originou primeiramente em 1958 com a conferência UNCLOS I. Nesta conferência, foi convencionado que as empresas produtoras de Petróleo deveriam retirar integralmente a plataforma petrolífera após o final da exploração de petróleo e gás. No entanto, ao longo dos anos, ficou convencionado que a retirada poderia ser feita parcialmente, sendo que parte da plataforma poderia ser deixada no oceano e transformada em recife artificial.

1.2 SITUAÇÃO PROBLEMA

Apesar da obrigação da remoção das plataformas de exploração de petróleo e gás, não havia qualquer norma contábil que padronizasse a forma de contabilização dos gastos estimados de se cumprir a essa obrigação. Assim, uma variedade de formas de contabilização foi criada gerando falta de padrão no reconhecimento, na mensuração e na apresentação dos gastos relativos ao abandono das plataformas de petróleo e gás ou de qualquer outro de ativo de longa duração utilizado em outros setores da economia.

Em 2001, o FASB promulgou o SFAS 143 (FASB, 2001) que entrou em vigor em 15 de dezembro de 2002. O SFAS 143 (FASB, 2001) é a norma para o padrão USGAAP que regula

o reconhecimento, a mensuração e a evidenciação da provisão de abandono juntamente com a norma interpretativa FIN 47 (FASB, 2005).

Para fins de IFRS, a provisão de abandono de ativo é normatizada pela norma IAS 37 (IFRS, 1998) em conjunto com a norma interpretativa IFRIC 1, cuja correspondência para o CPC é a norma CPC 25 (CPC, 2009a) e ICPC 12 (CPC, 2009d) respectivamente. A norma IAS 37 (IFRS, 1998) foi adotada em 2001 e regula o tratamento de provisões como um todo, incluindo a provisão de abandono de ativo, enquanto a norma interpretativa IFRIC 1 orienta sobre o tratamento das alterações na provisão de abandono de ativo. As normas brasileiras, CPC 25 (CPC, 2009) e ICPC 12 (CPC, 2009d) foram publicadas entre os anos de 2008 a 2010 com a adoção da norma internacional de contabilidade determinada pela Lei 11638/07 (BRASIL, 2007).

Ainda que normas fossem criadas, discrepâncias ou informações básicas somente foram identificadas nas demonstrações financeiras objeto de análises nesse estudo, tais como as demonstrações financeiras da Petrobrás apresentadas no mercado brasileiro (CPC) e dos Estados Unidos (USGAAP), da Chevron (USGAAP) e British Petroleum (IFRS). Essas empresas apenas cumpriram o mínimo necessário ou ficaram abaixo do mínimo exigido gerando uma falta de padrão na evidenciação na forma e no conteúdo da divulgação do valor justo da provisão de abandono de ativo e os respectivos componentes.

1.3 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral desse trabalho é o de estudar o nível de evidenciação da provisão de abandono de ativos de empresas do setor de petróleo e gás com o intuito de analisar a aderência da evidenciação às normas contábeis pertinentes (USGAAP, CPC e IFRS) e a qualidade da informação contábil e financeira oferecida por essas empresas. Esse objetivo tem como base também a aplicação dos conceitos da Teoria Positiva da Contabilidade, assimetria da informação e de gerenciamento de resultados.

1.4 OBJETIVO ESPECÍFICO

Com base nas análises da qualidade de evidenciação da provisão de abandono de ativo efetuada, é sugerida uma estrutura de evidenciação de provisão de abandono de ativo de longa duração aplicável nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural que atenda os quesitos de divulgação preconizados pelas normas contábeis brasileiras (CPC), internacional (IFRS) e norte-americana (USGAAP), focada em empresas do setor de petróleo e gás. Essa estrutura visa ampliar e uniformizar a evidenciação de provisão de abandono de ativo por meio do detalhamento das variáveis que compõem o cálculo da provisão de abandono de ativo. Para avaliar a necessidade dessa estrutura, esse trabalho analisará o nível de aderência das três empresas analisadas aos padrões contábeis de evidenciação bem como identificar diferença de evidenciação entre elas.

1.5 JUSTIFICATIVA

Essa pesquisa pode ser justificada primeiramente pela complexidade da determinação do valor justo relacionada à provisão de abandono de área do setor petrolífero, considerando as diferenças entre as normas contábeis, norte-americana e internacional, juntamente com a brasileira. Essa complexidade demanda um nível evidenciação mais transparente possível, maior ao praticado atualmente.

Adicionalmente, essa pesquisa é justificada pela escassez de literatura e de pesquisa a respeito do assunto no Brasil. Há teses e dissertações na área da Ciência Contábeis que utilizam o setor petrolífero como ambiente de pesquisa.

Destaca-se, por exemplo, o trabalho de Domingues (2009) no qual foi analisada a relação do preço, do volume de produção do petróleo com perda resultante do teste de recuperabilidade dos ativos de longa duração aplicados na exploração e produção de petróleo e gás de empresas petrolíferas listadas na NYSE.

Pode ser destacado também o trabalho de Silva (2007), que discorre sobre evidenciação do teste de recuperabilidade de ativos de longa duração no qual a autora analisou o nível de aderência às determinações enunciadas pelas normas contábeis SFAS 144 (FASB, 2001b) e

IAS 36 (IFRS, 2008) no que tange à evidenciação do teste de recuperabilidade aplicados em empresas do setor petrolífero.

Especificamente sobre provisão de abandono de ativos de longa duração, há poucos estudos voltados para provisão de abandono de ativos de longo prazo ou ativos de longa duração, focados na atividade petrolífera destacando-se a dissertação de Pós Graduação desenvolvida por Santos (2006) que estudou a aderência de empresas petrolíferas ao SFAS 143 (FASB, 2001) e o impacto que essa norma americana causa nas demonstrações financeiras. A dissertação de Santos (2006) serviu como ponto de partida para essa dissertação, juntamente com artigo de Santos, Silva e Marques (2007) no qual os autores analisaram o grau de evidenciação da provisão para abandono de ativos da Petrobrás com base nas exigências da norma contábil norte-americana SFAS 143 (FASB, 2001), entre anos e 2003 a 2005, apresentado nas demonstrações financeiras (Formulários 20-F) elaboradas com base no padrão USGAAP apresentadas ao *Security Exchange Commission* (SEC).

1.6 RELEVÂNCIA

O setor de petróleo e gás tem um peso inquestionável para economia mundial, tanto no aspecto estratégico, por serem o petróleo e seus derivados umas das mais importantes *commodities*, como no aspecto econômico-financeiro, uma vez que os principais “*players*” desse setor exercem grande importância no mercado financeiro nacional e internacional devido ao volume de ativos que movimentam. No âmbito mundial, de acordo Global 500 (CNN MONEY, 2011), em 2010, entre as dez maiores empresas do mundo listadas por ordem decrescente de faturamento, havia cinco empresas do setor de exploração de petróleo e gás.

O setor de petróleo e gás no Brasil é ainda mais impactante, considerando o tamanho menor da economia brasileira, se comparada às economias dos EUA, da Zona do Euro e do Reino Unido. Segundo BM&FBovespa (2012a), em janeiro de 2012, as empresas do setor de petróleo e gás tinham um valor de mercado de cerca de R\$402,7 bi, dos quais R\$337,9 bi correspondiam ao valor de mercado da Petrobrás e R\$53,5 bi ao da OGX. Em termos de volume de negociação na BM&FBovespa, entre fevereiro de 2011 a janeiro de 2012, a Petrobrás ocupou o segundo lugar e a OGX o terceiro lugar. Cada uma das empresas representou, respectivamente, cerca de 9% e 5% (BM&FBovespa, 2012b) do total volume de

negociações no período acima citado. Adicionalmente, em 2010, no Brasil, a Petrobrás foi a sexta empresa dentre as 1000 maiores que mais empregaram, com um número de empregados acima de 57 mil (EXAME MELHORES E MAIORES, 2011).

As despesas com baixa de ativo de longo prazo no setor petrolífero tem um impacto relevante sobre a decisão de investimento. Segundo Santos (2006, p. 25), “em alguns casos, elas são extremamente elevados e chegam a exceder os investimentos realizados na construção da infraestrutura de instalação dos equipamentos necessários à produção de petróleo.” O gráfico 1 apresenta o comportamento de um fluxo de caixa da atividade de exploração e produção de petróleo para plataformas *offshore*. Verifica-se que o item abandono possui uma importância considerável entre os custos de desenvolvimento.

Gráfico 1: Fluxo de caixa de atividade de exploração de petróleo.

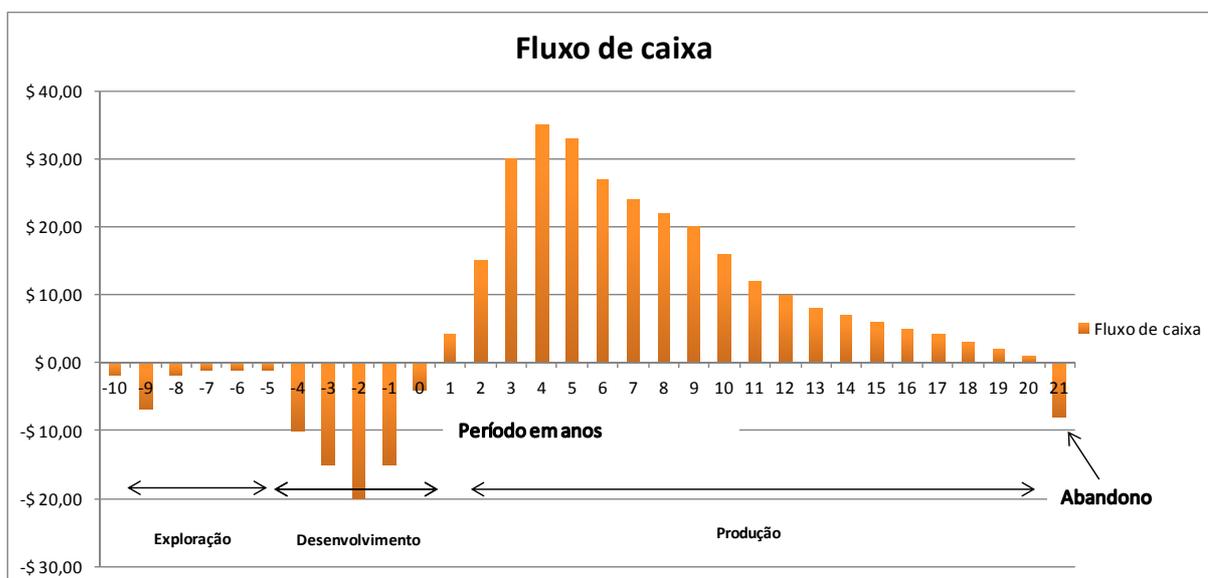


GRÁFICO 1- Fluxo de caixa das operações de exploração de petróleo

Fonte: Adaptado de Rodrigues e Silva (2012, p. 8).

1.7 DELIMITAÇÕES

As normas contábeis que tratam da provisão de abandono de ativos de longa duração, seja por obrigação legal ou construtiva, são aplicáveis a vários setores econômicos além do setor de petróleo e gás. Os setores de energia (geração e transmissão), de telecomunicações, de exploração mineral são alguns exemplos nos quais os custos de baixa desses ativos podem alcançar valores relevantes. Adicionalmente o SFAS 143 (FASB, 2001a) suscita várias

situações nas quais as obrigações de baixa de ativo podem abranger, tais como recuperação de áreas.

Esse trabalho trata somente de provisão de abandono e ativo para o setor de petróleo e gás. Assim, demais setores não são abordados nesse trabalho. Também não são objetos desse estudo as provisões decorrentes obrigatoriedade de recuperação de áreas danificadas pela exploração econômica e qualquer outra provisão decorrente de questões ambientais por encerramento de atividades ou danos causados por acidentes ou derivados da própria atividade econômica.

1.8 CONTRIBUIÇÕES

Essa pesquisa tem pretensão de sugerir uma estrutura de evidenciação que permita, mais detalhadamente, demonstrar as premissas utilizadas na mensuração da provisão de abandono de ativo e dos respectivos ativos de longa duração. Adicionalmente, a adoção dessa estrutura pode permitir a padronização das informações de provisão de abandono de ativo entre empresas que adotem padrão o mesmo contábil. Essa estrutura poderá ser aplicada livremente não somente pelas empresas do setor petrolífero, mas também por qualquer outra empresa cuja provisão de abandono de ativo seja de caráter relevante para o negócio.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Esse estudo foi elaborado levando em consideração as teorias contábeis que suportam ou justificam a possibilidade da existência de escolhas de práticas contábeis que visem o interesse dos agentes em detrimento da fidedignidade informação contábil. Esse embasamento teórico vem explicar a motivação por trás da possibilidade de manobras contábeis e também apresentar práticas que possam coibir essa prática.

2.1 TEORIA POSITIVA DA CONTABILIDADE

A Teoria Positiva da Contabilidade (TPC) teve sua origem na década de 60 com os trabalhos de Ball e Brown (1968). Entretanto, foi através das pesquisas de Watts e Zimmerman (1986) que a TPC ganhou notoriedade. A TPC é a teoria que permite encontrar razões e explicações sobre escolhas de práticas contábeis cujo desenvolvimento se deu inicialmente com a quebra do paradigma do custo zero de contratos ocorrida na década de 1930 (KABIR, 2010). Essa mudança deu impulso aos estudos da TPC uma vez que pôde se provar que os custos de contratos influenciavam as empresas e seus administradores nas escolhas das práticas contábeis com o intuito de afetar a transferência de riqueza entre as partes contratadas. “Assim, o desenvolvimento de escolhas em TPC requer conhecimento das relativas magnitudes dos custos de contratos” (WATTS; ZIMMERMAN, 1990, p. 135, tradução nossa). Custos de contratos ocorrem em transações ou relações com outras partes, tais como o mercado e governo, nas relações internas que consistem custos de transações, de agências e informação, negociação e falência (WATTS; ZIMMERMAN, 1990).

A assimetria da informação é um dos componentes do custo de agência. O custo da agência decorre da diferença de interesses entre o agente e os proprietários quando ambos procuram maximizar seus ganhos. Jensen e Meckling (1976) definem agência como um contrato sob o qual duas ou mais pessoas (os proprietários) contratam um agente para representá-los com a delegação de poderes para tomada de decisões. E se ambos procuram a maximização de seus resultados, há motivos para crer que nem sempre o agente agirá no melhor interesse dos proprietários, complementam Jensen e Meckling (1976). Enfim, a TPC assume que o agente principal tem a mesma motivação que dos investidores. Portanto,

considerando as restrições impostas pelo custo dos contratos, os agentes escolherão práticas contábeis que beneficiariam o interesse da entidade somente se os interesses da entidade estiverem alinhados com o interesse individual desse agente principal, fundamentando assim, as motivações das escolhas de prática contábil feitas por esse agente. (WATTS; ZIMMERMAN, 1986).

Os estudos e investigações sobre escolhas contábeis analisam “os impactos de variáveis relacionadas com remuneração em bônus, endividamento e o processo político que afeta a firma.” (KABIR, 2010, p. 139, tradução nossa). Segundo Watts e Zimmerman (1986), a hipótese da política de bônus assume que os agentes vão procurar escolher práticas contábeis que resultem em maximização dos lucros como forma de promover também um aumento das respectivas remunerações ainda que a política contábil escolhida não seja a mais apropriada. Normalmente, as entidades de capital aberto costumam incluir, nos pacotes de bônus oferecidos aos administradores, opções de compra de ações. Assim, é esperado que os administradores se sentissem motivados a atingir resultados que impactem positivamente no preço das ações. Bauman e Shaw (2006) analisaram o efeito dos planos de compensações de executivos nos números apresentados pelas companhias nos Estados Unidos. Os autores concluíram que:

as companhias que empregam um maior valor de opção de ações na política de pagamento de executivos, mais frequentemente atingem ou superam a expectativa dos lucros trimestrais alvos dos analistas e mais frequentemente reportam pequenos ganhos adicionais além do resultado esperado, que firmas que empregam um menor valor de compensações baseadas em opções de ações. (BAUMAN; SHAW, 2006, p. 316- 317, tradução nossa).

O endividamento da firma é a segunda proposição apresentada por Watts e Zimmerman (1986) para fundamentar a TPC. Segundo os autores, os administradores da firma estariam inclinados a escolher práticas contábeis que proporcionassem à firma a demonstração de uma determinada situação financeira que permitisse a obtenção de créditos mais baratos e para cumprir exigências e limites de endividamento impostas pelos credores (*covenants*).

Dichev e Skinner (2002), através de uma investigação feita em empresas nos Estados Unidos, acharam evidências consistentes que administradores agem no sentido de evitar quebra de *covenants*. Os autores observaram que havia menos ocorrências dessas manobras no caso de empresas que situavam abaixo das exigências impostas pelos credores e um grande número de casos para empresas que atingiram ou superaram essas exigências, principalmente em períodos que antecederam a primeira violação dos *covenants*. Nesse mesmo sentido,

concluíram DeFond e Jiambalvo (1994) ao analisarem 94 firmas que violaram seus *covenants* no período de 1985 a 1988. Os autores identificaram evidências que refletiriam nas escolhas contábeis uma vez que foram observados reconhecimentos contábeis positivos anormais em contas de capital circulante.

A terceira hipótese apresentada por Watts e Zimmerman (1986) é a de que o custo político exerce influência nas escolhas contábeis. “Considerando as demais coisas constantes, quanto maior o custo político maior a probabilidade que os administradores escolham procedimentos contábeis que posterguem lucros de um exercício para outro.” (SCOTT, 2012, p. 308, tradução nossa). O custo político tem um maior peso para empresas de grande porte. Grandes empresas de setores que são acompanhados de perto pelo mercado e por entidades governamentais, como, por exemplo, os setores energético e financeiro tendem a arcar com um custo político maior na apresentação dos respectivos resultados devido à pressão da sociedade através de consumidores, agência reguladoras, ativistas, etc. No caso de empresas reguladas, há incentivos para escolhas de políticas contábeis que reduzam o lucro líquido, pois assim, os administradores teriam um forte argumento para requisitar aumento de tarifas ao órgão regulador, argumentam Zmijewski e Hagerman (1981). Zmijewski e Hagerman (1981) analisaram o impacto da estratégia das firmas nas escolhas de políticas contábeis. Os autores analisaram as variáveis independentes tamanho da firma, administração, política de compensação, concentração da indústria, risco do sistema, o nível de capitalização e liquidez geral. Zmijewski e Hagerman (1981, p. 1, tradução nossa) concluíram que “quatro desses fatores (tamanho da firma, remuneração da administração, concentração da indústria e liquidez geral) têm uma associação significativa com a escolha da estratégia de resultados da firma.” Meyer et al. (2000) também evidenciaram a influência do custo político. Por meio de uma amostra de 20 firmas do setor farmacêutico, os autores analisaram as políticas contábeis para reconhecimento de depreciação (variação analisada decorrente da atribuição da administração da vida útil dos grupos de ativo imobilizado), provisão para crédito de liquidação duvidosa, provisão para benefício de pós-aposentadoria. Meyer et al. (2000) concluíram que empresas farmacêuticas de grande porte tenderiam a apresentar um efeito negativo maior nos lucros que as empresas farmacêuticas de pequeno porte. Portanto, e segundo Kabir (2010), empresas grandes tendem a fazer escolhas contábeis que prorroguem para exercícios futuros lucros de exercícios atuais.

2.2 ASSIMETRIA DA INFORMAÇÃO

Segundo Clarkson, Jacobsen e Batcheller (2007, p. 828, tradução nossa), “a assimetria da informação ocorre quando uma das partes possui maior conhecimento informacional numa dada situação do que outras partes participantes.” A assimetria da informação é um conceito em Teoria da Contabilidade que deriva da aplicação prática da TPC. Por conta da assimetria da informação entre administradores e os demais agentes, é possível que aqueles obtenham vantagens em relação a esses em transações de negócios. Essa desigualdade no nível de informação também dá aos administradores uma maior liberdade de escolher políticas contábeis que venham a interferir nos resultados da firma tendo ou não como finalidade o gerenciamento de resultados. Como os demais agentes não terão acesso às informações ao mesmo nível dos administradores que influenciaram tal escolha, eles terão menos condições de identificar e questionar tal prática. Segundo Scott (2012), a assimetria da informação pode ser classificada em seleção adversa ou risco moral. Seleção adversa corresponde à situação em que uma das partes possui informações privilegiadas que o beneficiaria numa possível transação. Já o risco moral ocorre quando uma ou mais partes do negócio podem observar as ações sendo executadas enquanto outras partes não podem (SCOTT, 2012).

A seleção adversa ocorre quando há transações onde o nível de informação dos dois lados é desigual. Akerlof (1970) estudou o fenômeno de seleção adversa aplicada no mercado de carros usados dos EUA. Akerlof (1970) demonstrou que no mercado de carros usados há uma assimetria de informação na qual os vendedores possuem maior informação sobre seus carros que os potenciais compradores. Desta forma, o mercado precifica os carros bons e os carros ruins (chamados no mercado americano de “*lemons*”) ao mesmo nível, vindo até mesmo a desmotivar os donos de carros bons a venderem seus carros. Adicionalmente, com a redução do preço do carro usado, diferentemente do que ocorre numa situação normal de oferta e demanda, o potencial comprador, por falta de informações adicionais sobre os automóveis, tende a atribuir o menor preço à menor qualidade, assim deixando de efetuar a compra de veículos, caracterizando assim a seleção adversa. Essa mesma situação ocorre no mercado de capitais. Os casos Enron e WorldCom são um exemplo de seleção adversa. Como os administradores possuíam informações privilegiadas em relação aos demais agentes do mercado, as ações dessas companhias eram negociadas no mercado ao preço que o mercado atribuía com base nos risco esperado. No entanto, com a queda dessas duas companhias, os

investidores passaram a desconfiar das informações de mercado tratando todas as demais ações como se elas fossem um mau negócio (“*lemons*”) e os preços despencaram.

Risco moral decorre da situação de separação entre propriedade e controle características comum em grandes firmas (SCOTT, 2012). Assim, segue Scott (2012), como é impossível para os acionistas e credores monitorarem de perto o trabalho do administrador, esse pode se esquivar de suas responsabilidades, apontando fatores fora do controle dele como razão pelo desempenho comedido da firma ou efetuando escolhas contábeis que escondam a má administração.

Uma das formas de reduzir a assimetria da informação é o aumento no grau de controle sobre as tarefas da administração através da governança corporativa. Chen, Chen e Wei (2004) estudaram o impacto da governança corporativa no custo de capital. Os autores analisaram a governança corporativa com e sem aumento na evidenciação das práticas contábeis nos mercados emergentes asiáticos. Em ambos os casos, Chen, Chen e Wei (2004) identificaram uma relação negativa entre o incremento da governança corporativa e o custo de capital. Foi observada uma queda maior quando demais aspectos de governança corporativa foram melhorados do que somente um aumento no grau de evidenciação. No entanto, os autores destacam que o efeito da governança corporativa causa impacto significativo no custo de capital se há no país mecanismos de proteção ao investidor, evidenciando que nesses casos informações contábeis são mais valorizadas pelos investidores. Adicionalmente, Cormier et al. (2010) analisaram 131 empresas correspondentes a 80% do total de capital de empresas não financeiras negociado na bolsa de valores canadense com objetivo de analisar se a evidenciação da governança corporativa reduziria a assimetria da informação, tendo como governança corporativa a ser divulgada a estratégia administrativa, administradores, diretores, o comitê de auditoria e propriedade. Estudos de Cormier et al. (2010, p. 583, tradução nossa) sugerem que “a divulgação da governança corporativa complementa os atributos de monitoramento da governança da firma reduzindo a assimetria do mercado de capitais”. Richardson (2000) analisou o grau de assimetria da informação que pode determinar o nível de gerenciamento de resultado. Segundo o autor, “quando a assimetria é alta, os *stakeholders* não têm a informação necessária para enxergar através do resultado manipulado.” (RICHARDSON, 2000, p. 326, tradução nossa). Richardson (2000) testou a possibilidade da assimetria da informação ser capaz de afetar o grau de gerenciamento de resultados num cenário no qual o administrador tem um incentivo para promover a manipulação. Os resultados observados por Richardson (2000) indicam que, num período próximo ao que

antecede à oferta de ações, os administradores possuem incentivos para prática de gerenciamento de resultados cujo processo é facilitado pelo maior grau de assimetria da informação. O objetivo da manobra nesse cenário abordado pelo autor é o de apresentar resultados mais otimistas para promover uma valorização artificial na oferta de ações. A assimetria da informação pode ser utilizada como instrumento que permite ao administrador manipular resultados com o intuito de criar expectativas no mercado de acordo com o interesse do administrador em particular. Aboody e Kasznik (2000), após analisarem mais de 2000 exemplos de programas de compensação baseados em opção de ações em 572 firmas entre 1992 a 1996, colheram evidências que as decisões sobre evidenciação voluntárias são determinadas pelo interesse do *Chief Executive Officer* (CEO) em maximizar a própria compensação. Primeiramente, os autores observaram que previsões anunciadas três meses antes da data a partir da qual a opção de ações pelo CEO podia ser exercida eram mais pessimistas que as previsões anunciadas após essa data pelas mesmas firmas; o CEO antecipava previsões desfavoráveis com o intuito de promover uma surpresa positiva ao mercado na proximidade da data de exercício da opção de ações. Também, os autores notaram que os preços das ações apresentaram retornos um pouco inferiores aos esperados no período antecedente à data inicial para o exercício da opção de compra das ações pelo CEO, sendo que, após essa data, os resultados foram significativamente superiores ao normal. Finalmente, Aboody e Kasznik (2000) analisaram informações de firmas cujos exercícios de opção de compra de ações ocorriam poucos dias antes da data do anúncio de resultados com as firmas cuja agenda de exercício da opção pelos executivos se dava em dias imediatamente posteriores ao anúncio dos resultados. No primeiro caso, Aboody e Kasznik (2000) observaram que o preço das ações das respectivas firmas estava anormalmente baixos três meses antes do anúncio dos resultados devido a divulgações de surpresas negativas, mas subiam anormalmente no período do anúncio dos resultados favorecendo o exercício de opção. Notadamente, essas firmas apresentavam mais comumente notícias ruins meses antes do anúncio de resultados dos que os das firmas cujos executivos teriam suas opções disponíveis para usufruto em data posterior ao anúncio de resultados (ABOODY; KASZNIK, 2000).

O setor petrolífero é um setor com impacto político considerável em todo o mundo. Assim, é esperado que o gerenciamento de resultados fosse uma prática recorrente no setor e que, portanto, a evidenciação possa não ser a desejada aumentando a diferença entre o nível de informação dos administradores e os demais agentes. No setor petrolífero, há poucos estudos

a respeito de assimetria da informação. Silva, Marques e Santos (2009), por exemplo, analisaram a qualidade da evidenciação das informações sobre *recuperabilidade* de ativo de longa duração de treze empresas petrolíferas frente à norma contábil norte-americana, SFAS 144 e à norma contábil internacional, IAS 36. Os resultados apontados pelos autores indicam que das 13 empresas, apenas três atenderam completamente as exigências das normas contábeis a que estão sujeitas. A Conoco Philips e a Petrobrás atingiram 100% das exigências de evidenciação requerida pelo SFAS144 e a British Petroleum atendeu 100% das exigências de evidenciação determinadas pelo IAS 36 (SILVA; MARQUES; SANTOS, 2009).

Também na área de petróleo e gás, há o trabalho de Aboody (1996) no qual ele compara o impacto do preço das ações de empresas do setor de petróleo e gás entre o reconhecimento de baixa e evidenciação em rodapés de baixas. As baixas se referem aos valores dos ativos capitalizados relativos à exploração que não tenha resultado em nova descoberta, que excedem o valor descontado das reservas provadas de petróleo e gás (ABOODY, 1996), conforme o regulamento S-X. 4-10 (método do custo total, ou *full cost*). O regulamento S-X. 4-10 determina que esse excesso seja reconhecido como perda ordinária (ABOODY, 1996). Para empresas que seguem o método de esforços bem sucedidos (*successful effort*), a baixa é à diferença de custos capitalizáveis que correspondem aos ocorridos na descoberta ou no aumento de reservas provadas menos o fluxo de caixa não descontado das reservas de petróleo e gás provadas. O SEC e o FASB determinam que, se neste caso, o custo capitalizável for maior que o fluxo de caixa descontado, mas se não for maior que o fluxo de caixa não descontado, a firma deve apresentar um demonstrativo de como seria a baixa somente em rodapés das demonstrações financeiras (ABOODY, 1996). Considerando a determinação da norma contábil, Aboody (1996) verificou que o mercado reage muito mais com o reconhecimento da baixa do que com a simples divulgação em notas somente.

2.3 GERENCIAMENTO DE RESULTADOS

O gerenciamento de resultados ocorre quando administradores praticam escolhas contábeis para atender interesses próprios ou de mercado, contando com o desnível informacional entre ele e os demais agentes. Gerenciamento de resultados, conforme Healy e Wahlen (1999, p. 368, tradução nossa), pode ser assim definido:

o gerenciamento de resultados ocorre quando administradores usam julgamento nas demonstrações contábeis e na estruturação das operações para alterar as demonstrações financeiras tanto para enganar algumas partes interessadas sobre o real desempenho econômico da companhia quanto para influenciar resultados contratuais que dependam dos números contábeis apresentados.

Há diversos estudos sobre gerenciamento de resultados, sendo que o foco principal é a verificação da ocorrência do gerenciamento e as motivações dos administradores em executá-las (HEALY; WAHLEN, 1999). Mais recentemente, estudiosos sobre gerenciamento de resultados têm direcionado suas análises em temas mais detalhados verificando as escolhas contábeis aplicadas a determinados reconhecimentos por competência que têm sido empregados no gerenciamento de resultados (HEALY; WAHLEN, 1999).

O gerenciamento de resultados é, segundo Stolowy e Breton (2004) uma das formas de denominação de manobra contábil tais como *income smoothing*, *big bath*, contabilidade criativa e *window dressing*. Stolowy e Breton (2004, p. 6, tradução nossa) definem a manobra contábil como:

o uso da discricionariedade da administração para fazer escolhas contábeis ou para planejar transações que possam afetar a transferência de riqueza entre a companhia e a sociedade (custo político), os provedores de fundos (custo de capital) e administradores (planos de remuneração).

Como é possível observar, a definição de manobra contábil é semelhante se não a mesma de gerenciamento de resultados. Para Stolowy, Breton (2004), o termo manipulação contábil tem um significado mais amplo, conforme demonstrado na figura.

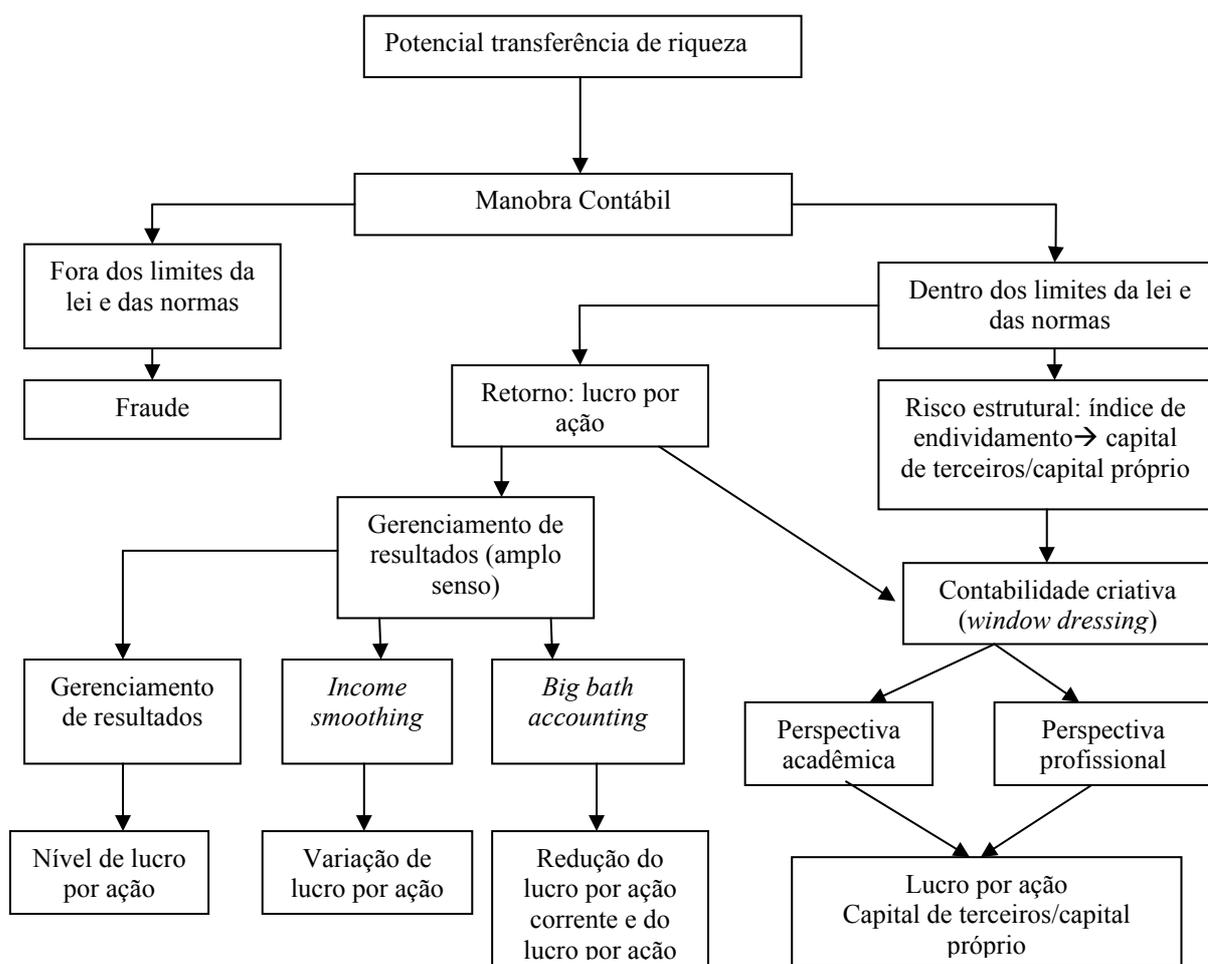


FIGURA 1- Manobra contábil

Fonte: Adaptado de Stolowy e Breton (2004, p. 16, tradução nossa).

Porém, para alguns autores, o termo manipulação contábil tem uma conotação mais pejorativa, aproximando-o da fraude. Por exemplo, Chen (2010) defende que o gerenciamento de resultados decorre do uso legal das possibilidades de escolhas das práticas contábeis aceitáveis. Já a manipulação de resultados, afirma o autor, é conduta ilegal caracterizada pela “abordagem agressiva para inflar lucratividade e valor da firma em forma de *channel stuffing*, reconhecimento de receita antecipadamente, postergação de apropriação de despesas, abusos em reconhecimento e mensurações” (CHEN, 2010, p. 2, tradução nossa).

Duas dentre as formas de manobra contábil apresentadas por Stolowy e Breton (2004) têm mais destaque quando se trata de mensuração e evidenciação de provisões: gerenciamento de resultados e *big bath accounting*. No caso de provisão para abandono de ativos de longa duração, a manipulação de variáveis para cálculo dessa provisão pode ser ferramenta de uma dessas duas estratégias.

Schipper (1989) denomina gerenciamento de resultados como gerenciamento de evidenciação, pois, segundo o autor, a administração tem como opção alterar a qualidade do resultado apresentando optando por escolha de normas contábeis cujos reflexos nem sempre são mensuráveis por conta da falta de visibilidade, de evidenciação.

Big bath accounting tem uma característica diferente do gerenciamento de resultados propriamente dito, uma vez que a manipulação é feita com o intuito de fazer que os resultados pareçam piores do que eles são num determinado ano com o objetivo de que seja apurado um crescimento nos resultados nos anos subsequentes segundo Jordan e Clark (2004). Os autores, ao analisarem o teste de recuperabilidade de ágio nas 100 maiores empresas listadas na Fortune, concluíram que grandes empresas que já iriam apresentar resultados pouco abaixo do esperado ou perdas não tão significativas tenderiam a efetuar grandes baixas em contas de resultado.

Relativamente à provisão de abandono de ativo, cabe destacar o estudo desenvolvido Mazza, Hunton e McEwen (2008) no qual efetuaram experimentos com 63 executivos financeiros e 36 analistas financeiros para avaliar quais métodos esses profissionais utilizariam para mensuração da provisão de abandono de ativos. O estudo demonstrou que os analistas financeiros escolheriam um método específico da firma em detrimento ao valor justo como forma de mensurar a provisão para abandono de ativo e que os executivos financeiros criam que os usuários da informação contábil também iriam dar maior importância a um método para mensuração de provisão de abandono de ativo desenvolvido especificamente para companhia a um método de mensuração a valor justo. (MAZZA; HUNTON; MCEWEN, 2008). Adicionalmente, Mazza, Hunton e McEwen (2008) verificaram que 63% dos executivos financeiros que possuíam incentivos baseado em bônus escolheriam uma metodologia de mensuração a valor justo que resultasse em um maior valor de provisão, uma vez que, na ocasião da constituição da provisão, a contrapartida ocorre em conta de ativo imobilizado; no entanto, na liquidação da provisão ocorreria um ganho suficiente para gerar bônus em dinheiro. Essa situação beneficiaria os executivos, mas prejudicaria a firma, já que aumentaria o risco de default. Por outro lado, os autores observaram que os executivos que não tinham plano de bônus baseado em resultados escolheram por método de mensuração a valor justo de provisão de abandono de ativo que resultaria em um valor menor da provisão não aumentando o risco de default da companhia (MAZZA; HUNTON; MCEWEN, 2008). Finalmente, Mazza, Hunton e McEwen (2008) constaram que 94% dos analistas financeiros acreditavam e admitiam que os executivos financeiros que possuíam plano de compensação

baseado em lucros optariam pela mensuração a valor justo que resultasse em valor mais alto de provisão de abandono de ativo; ou seja, “a maioria dos analistas financeiros tem a percepção de que quando se deparam com uma escolha, executivos financeiros agiriam em prol do interesse próprio, ainda que haja a potencialidade de danos às suas companhias.” (MAZZA; HUNTON; MCEWEN, 2008, p. 28, tradução nossa).

Em outro estudo desenvolvido por Hunton, Libby e Mazza (2006) com 62 executivos de finanças e CEOs foi observado que tais executivos alienavam instrumentos financeiros disponíveis para venda que aumentariam o lucro quando os resultados projetados estavam abaixo dos resultados orçados, e instrumentos financeiros disponíveis para venda que reduziriam o lucro quando da situação inversa. Hunton, Libby e Mazza (2006) observaram também que quando havia um aumento de evidenciação dos resultados não abrangentes, os executivos financeiros e CEOs se sentiam menos à vontade para executar tal procedimento. Assim, os trabalhos acima citados demonstram a aplicação TPC nas escolhas contábeis relativas às práticas contábeis destacando a importância da transparência como forma de redução da liberdade que se tem para a manipulação de resultados contábeis. O estudo de Hunton, Libby e Mazza (2006) também reforça tal ilação ao concluir que a transparência nas demonstrações financeiras reduz, mas não elimina a ocorrência de gerenciamento de resultados, uma vez que pode haver migração de prática de gerenciamento para procedimentos contábeis ainda não tão transparentes.

2.4 DEFINIÇÃO DE ATIVO

Para finalidade desse estudo, a discussão sobre a definição de ativo é importante devido ao fato de que a constituição da provisão de abandono de ativo, bem como dos ajustes decorrentes de aumento ou redução de custos de abandono de ativo de longo prazo têm como contrapartida a conta de ativo imobilizado na qual foi reconhecido o bem que deu origem à referida provisão. Portanto, a definição de ativo tem como objetivo corroborar com o entendimento sobre o reconhecimento contábil de gastos previstos para abandono de ativos de longa duração. (percebi a falta desta definição no início do trabalho)

Iudícibus (2009, p. 123) afirma que, “é tão importante o estudo do ativo que poderíamos dizer que é o capítulo fundamental da Contabilidade, porque à sua definição e mensuração está ligada a multiplicidade de relacionamentos contábeis que envolvem receitas e despesas”.

Para Sprouse e Moonits (1962, p. 1, tradução nossa) “ativos representam expectativa de benefícios futuros, direitos que foram adquiridos pela entidade decorrente de resultados de transação presente ou passada”. Essa definição deu origem à definição do conceitual do que determina que um ativo seja “um recurso controlado pela entidade como resultado de eventos passados e do qual se espera que futuros benefícios econômicos fluam para entidade”. (IFRS, 2010a, p. A40, tradução nossa). Essa mesma definição foi adotada pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis e pela Comissão de Valores Mobiliários- CVM. Similarmente, o FASB define ativo como sendo “um provável benefício futuro obtido ou controlado por uma entidade em particular como resultado de um evento passado.” (FASB, 2008, p. 12, tradução nossa). É saliente que as duas definições apresentam três elementos basilares para identificação de um bem como ativo que são a possibilidade de geração de benefícios futuros, o controle (não necessariamente a propriedade) desse bem pela entidade e da procedência de eventos passados (NIYAMA; SILVA, 2009).

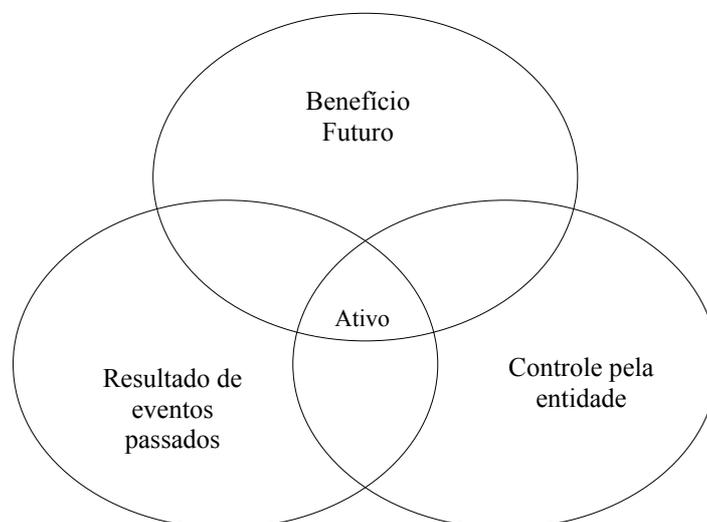


FIGURA 2- Definição de ativo

Fonte: Niyama e Silva (2009, p. 19).

O benefício futuro corresponde à entrada de caixa ou equivalentes de caixa, ou um item que pode ser convertido em caixa ou ainda uma redução de passivo, gerado pela redução do ativo e que os termos futuro e provável correspondem a incertezas, mas que não impedem que um bem seja reconhecido como ativo. (NIYAMA; SILVA, 2009). Essas incertezas representam na verdade a expectativa de se obter o benefício futuro, mas que tem o significado diferente do risco que é a possibilidade de perda, segundo Niyama e Silva (2009). Com isso, na aplicação desses ativos há “um objetivo e uma esperança imediata ou mediata de garantir um fluxo de caixa, no futuro.” (MARION, 2010, p. 68).

O conceito de controle difere do conceito de propriedade. O fato de uma entidade não possuir a propriedade não a impede de obter benefícios futuros de um bem. Portanto, é observável que nenhuma das definições de ativos citadas acima utiliza a propriedade como condição essencial para caracterização de um ativo. Um exemplo prático e comum é o caso dos bens adquiridos através de arrendamento mercantil financeiro que mesmo sendo de propriedade da entidade arrendadora e não da arrendatária devem ser reconhecidos pela

última em seu ativo, caso sejam atendidos também as outras condições tratadas aqui para caracterização de um ativo imobilizado. Adicionalmente, um ativo para ser reconhecido, além de ter as características elencadas acima, deve ter valor mensurável, determinado com razoável confiança (RIBEIRO, 2012).

2.5 DEFINIÇÃO DE PASSIVO E PROVISÃO

De acordo com a Estrutura Conceitual do CPC 00 R1 (CPC, 2011a) e do IFRS Framework, (IFRS, 2010a), passivo é uma obrigação decorrente de eventos passados que podem derivar de uma obrigação legal ou estatutária e “deve ser reconhecido no balanço patrimonial quando for provável que uma saída de recursos detentores de benefícios econômicos seja exigida em liquidação de obrigação presente e o valor pelo qual essa liquidação se dará puder ser mensurado com confiabilidade.” (CPC 00 (R1) 2011, p. 4) e IFRS Framework (IFRS, 2010a, p. A47, tradução nossa). Já o FASB (2008 p. 13, tradução nossa) define passivo como “um provável sacrifício econômico futuro originário de obrigações presentes de uma particular entidade para transferir ativos ou prover serviços para outras entidades no futuro como um resultado de transações ou eventos passados”.

Ainda, para ser caracterizado como passivo um item não precisa ter um agente recebedor identificado, não precisa ser quitado em dinheiro e não precisa ser exclusivamente exigido por obrigação legal. São considerados passivos itens cuja quitação possa se dar pela dação em pagamento de outros ativos ou pela prestação de serviços. Ainda obrigações construtivas podem ser decorrentes de cumprimento de contratos particulares entre duas ou mais entidades ou através de comprometimento decorrentes de obrigações construtivas assumidas pela entidade sem que haja uma obrigação legal de cumpri-las, mas sim uma obrigação ética ou moral para com as partes envolvidas ou para com a sociedade.

Ainda que as normas citadas exijam que um item, para ser considerado como passivo, tenha condições de ser mensurado com razoável certeza, o uso de estimativa não impede a classificação de um item como passivo. Se um item atender todas as demais características de um passivo, ele é considerado passivo, mesmo que seja necessário o emprego de estimativas para a mensuração deste item. Quando há emprego de estimativas quanto ao prazo e a valor de pagamento, mas com a certeza que a obrigação existe fica caracterizada a provisão.

A norma contábil norte americana SFAS 143 (FASB, 2001a) que trata sobre abandono de ativo considera como obrigação legal “uma obrigação que uma parte é requerida em cumprir resultante de uma lei existente ou promulgada, estatuto, portaria, contrato ou escrita ou oral de longo prazo ou por construção jurídica de um contrato sob a doutrina de preclusão promissória.” (FASB, 2001a, p. 4); a doutrina de preclusão promissória é aquela na qual uma parte é obrigada, por uma corte legal, a cumprir uma promessa feita à outra parte que confiou nessa promessa, ainda que não haja contrato ou lei que obrigue o cumprimento do compromisso assumido, (EPSTEIN; NACH; BRAGG, 2008).

Adicionalmente, a interpretação FIN 47 (FASB, 2005) determina que o termo abandono condicional de ativo de longo prazo constante na norma SFAS 143 (FASB, 2001a) seja entendido como uma obrigação condicional em termos de tempo por ser um evento futuro que não está sob o controle da entidade, mas sendo incondicional como obrigação, sendo, portanto, obrigatória à constituição de sua provisão. Um exemplo é o caso de uma usina nuclear, cuja licença de operação exige se faça desativação da planta ao final das atividades, obrigação essa que é incondicional já no momento em que a usina inicia suas operações (MURRAY, 2010).

Deste modo, o que diferencia uma provisão de outros passivos são as incertezas sobre o prazo ou a mensuração do valor do desembolso para liquidação da provisão (CPC, 2009). Conforme CPC 25 (CPC, 2009d) e também o IAS 37 (IFRS, 1998), uma provisão deve ser contabilizada quando houver uma obrigação presente legal ou não formalizada fruto de eventos antecedentes, for provável uma saída de recursos para quitar a obrigação e for possível efetuar a valoração da obrigação com razoável segurança.

A provisão de abandono de ativo, portanto, se encaixa em todas as características dadas para ser reconhecida como um passivo, pois se trata de uma obrigação incondicional e por ser proveniente de um evento passado que é a decisão de explorar as reservas de petróleo e de conseqüentemente a de construir a estrutura necessária para tal exploração, sabendo de antemão da obrigação de abandonar essa estrutura de acordo com exigências legais.

Portanto, ao constituir a estrutura exploratória de petróleo e gás, a entidade já sabe que tem a obrigação legal de retirada do ativo, constituindo assim um passivo sob a forma de provisão já que seu valor é determinado por uso de estimativas.

2.6 MENSURAÇÃO DE ATIVOS E PASSIVOS

Se há algo que não há consenso no meio contábil é a forma de mensuração de ativos e passivos, principalmente no que tange aos itens não financeiros que são foco desse estudo. Assim, essa análise não tem a pretensão de abordar a forma de mensuração de todos ativos e passivos, mas somente o objetivo de tratar sobre a forma de mensuração aplicável a ativos não financeiros de longa duração e a passivos não financeiros, relacionados a contexto sobre provisão de abandono de ativo de longo prazo.

2.6.1 CUSTO HISTÓRICO

O método do custo histórico, denominado também como o custo de entrada “(...) representa o valor corrente de recursos econômicos dados para obter mercadorias e serviços a serem aplicados nas operações” (HENDRIKSEN; VAN BREDA, 1992, p. 372, tradução nossa). A razão de sua adoção para avaliação de ativos não financeiros se dá pela aderência, bem como a objetividade e facilidade de identificação desse valor no momento da aquisição do ativo, conforme afirma Iudícibus, (2009). Entretanto, mesmo com tantas vantagens, o custo histórico tem a desvantagem de não mensurar as alterações do valor do *ativo* decorrentes das mudanças econômicas (IUDÍCIBUS, 2009).

2.6.2 VALOR JUSTO

A mensuração ao valor justo teve sua origem nos EUA em 1930, mas por ter sido considerado como um fator agravante da crise gerada pela grande depressão, ela foi abolida pelo então presidente da república daquele país, Franklin Roosevelt em 1938 (CASCINI; DELFAVERO, 2011). A mensuração pelo valor justo voltou à tona em 1975; contudo, foi na última década que sua aplicabilidade se intensificou. Hoje, ativos e passivos financeiros e não financeiros podem vir a ser avaliados a valor justo.

Para Power (2010, p. 198-199, tradução nossa), o “valor justo não é por si só um simples método de mensuração, mas abrange uma variedade de abordagens para estimativa do valor de saída.” Marion (2010) define valor justo como sendo o valor de transação de um

ativo entre partes conhecedoras do negócio dispostas a negociar numa transação sem favorecimento para nenhuma das partes.

O padrão contábil dos EUA, com base na SFAS 157 (FASB, 2006) classifica a mensuração ao valor justo em três níveis. O primeiro nível corresponde à mensuração com base em mercado ativo, no qual os valores são identificados com razoável facilidade. O nível 2 corresponde à mensuração com base em transação de um ativo ou passivo similar, quando não há mercado ativo para os ativos ou passivos ou quando o “mercado ativo é insignificante ou quando não houver itens realmente semelhantes,” (CASCINI; DELFAVERO, 2011, p. 2, tradução nossa).

Finalmente, o nível 3 corresponde à mensuração apurada com base em técnicas de avaliação que devem ser aplicadas na ausência de mercado ativo ou de liquidez dos itens avaliados. As técnicas de avaliação exigidas na mensuração pelo valor justo considerada de nível 3 (às vezes mesmo as de nível 2) serão baseadas em premissas determinadas pelo julgamento da administração da entidade. A administração pode lançar mão de especialistas ou executar tais procedimentos internamente.

Ainda, no padrão contábil internacional, o IASB em seus pronunciamentos cria diferenciações entre mensuração a valor justo entre ativos financeiros com base na finalidade que a entidade determina para esses ativos financeiros e não financeiros sem, no entanto, obter uma norma exclusiva sobre mensuração de ativos e passivos a valor justo. Porém, com a publicação do IFRS 13 (IFRS, 2011), o IASB cria uma norma exclusiva sobre mensuração a valor justo, aproximando-se do FASB, com a adoção de praticamente das mesmas premissas sobre mensuração a valor justo exigidas no padrão contábil norte-americano, inclusive com a adoção dos três níveis de mensuração demonstrados na figura 2:

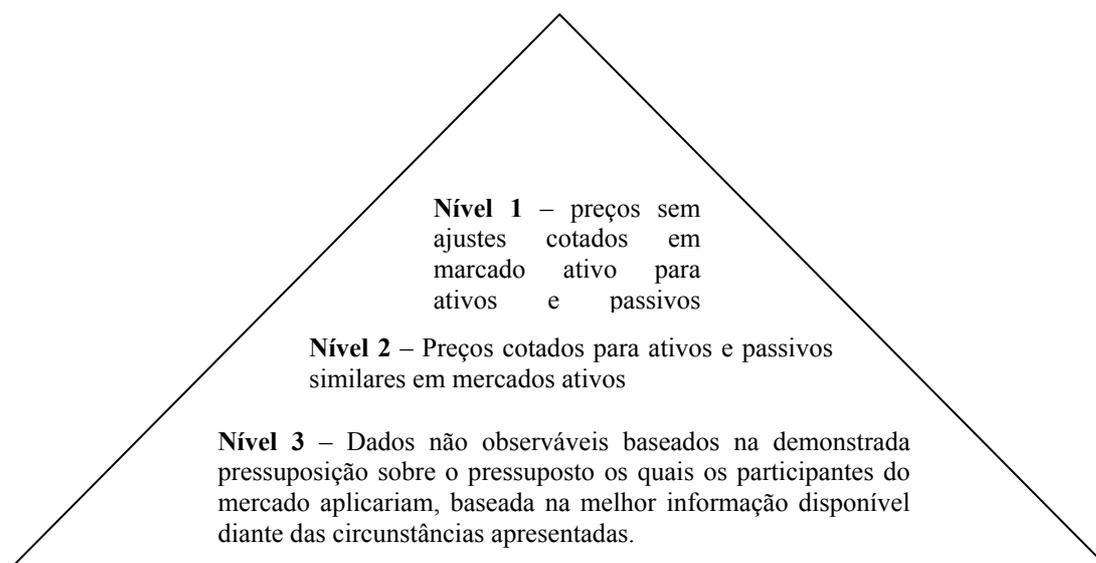


FIGURA 3- Níveis de mensuração a valor justo

Fonte: Adaptado de Esquivel e Gornik-Tomazewski (2007, p. 21, tradução nossa)

A mensuração a valor justo tem sido alvo de críticas quando se trata da apuração feita com bases nas técnicas classificáveis no nível 2 e principalmente no nível 3. A grande maioria das críticas destaca o excesso de volatilidade que a mensuração a valor justo pode causar nos resultados e nos valores das ações já que na contrapartida dos respectivos ajustes, os ganhos e as perdas não realizadas são registrados em contas de resultado (exceção feita para ativos financeiros disponíveis para venda e instrumentos de hedge para as normas IFRS e CPC).

Nessa linha, Bloomfield, Nelson e Smith (2006) concluíram que ganhos e perdas relacionadas a grandes investimentos geram grande volatilidade nos resultados e no valor de mercado, principalmente, quando esses ganhos ou perdas não realizadas são destacados nas demonstrações financeiras. Adicionalmente, críticos argumentam que a mensuração ao valor justo feita com base nas premissas dos níveis 2 e 3 é realizada com a aplicação de um alto grau de subjetividade, reduzindo a confiabilidade no valor contábil de ativos e passivos mensurados dessa forma.

Essa subjetividade cria uma situação propícia ao gerenciamento de resultados. Cascini e DelFavero (2011), por exemplo, argumentam que a aplicação do valor justo calculado com base no nível 3 gera ganhos e perdas não realizáveis oriundos de métodos de mensuração complexos e subjetivos. Além disso, a administração nem sempre evidencia para o mercado, de maneira completa, a sistemática e dados utilizados na mensuração a valor justo apurados com base nos níveis 2 e 3 (NASCIMENTO; REGINATO, 2008).

Essa opacidade de informação aumenta a desigualdade na qualidade de informação, a assimetria da informação, entre os agentes de mercado. O SFAS 157 (FASB, 2006), em resumo, determina a divulgação das estimativas das principais categorias de ativos e passivos, das técnicas de mensuração, da reconciliação dos saldos iniciais das principais categorias de ativos e passivos que recorrentemente são avaliados pelo valor justo com base nas práticas do nível 3 (FILOMIA-AKTAS, 2007).

Por outro lado, argumenta Barth (2006), a contabilização a valor justo proporciona atendimento dos objetivos propostos na conceituação básica do IFRS. A mensuração pelo valor justo permite que o investidor tome decisões financeiras e econômicas com maior precisão, uma vez que representam a condição atual de um ativo e não somente a passada. Barth (2006, p. 275, tradução nossa) afirma que o valor justo é:

- Relevante por refletir o cenário econômico do momento em que análise está sendo feita;
- Comparável, pois o valor de um ativo ou passivo não depende da entidade, mas sim da característica de cada ativo;
- Consistente, pois reflete o mesmo tipo de informação em cada período;
- Atemporal, pois demonstra as mudanças nos cenários econômicos que afetam o ativo ou passivo.

A definição de ativo e passivo está baseada na expectativa sobre o futuro de ativos e passivos e que, portanto, a mensuração deve levar em consideração essa expectativa (BARTH, 2006). E somente fluxos de caixa decorrentes de direitos e obrigações presentes, dos quais a entidade tenha controle sobre devem ser considerados na mensuração desses ativos e passivos a valor justo.

Em relação aos ativos de longa duração, o reconhecimento inicial pelo custo de aquisição inclui materiais e mão de obra aplicada na construção ou montagem do ativo até o momento em que o ativo esteja em condições de utilização. Contudo, a esses custos deve ser adicionado o valor da provisão de abandono para abandono desse ativo calculado a valor justo, que no caso corresponde ao valor presente dos gastos totais esperados para desmontagem desse ativo. Assim, nesse caso não há volatilidade imediata, uma vez que a contabilização e os ajustes dessa provisão não são lançados num primeiro momento em conta de resultado e sim somados ao valor do ativo. Porém, há três situações nas quais esse valor pode ser vertido para conta de resultado. A primeira é pela depreciação do ativo de longa duração, a segunda é pelo reconhecimento da perda por *impairment* desse ativo, situação essa que significa a contabilização a valor justo pelo nível 2 ou 3 desse ativo, e a terceira é pela

baixa do bem. Com o aumento do valor do ativo pelo reconhecimento do valor de provisão para abandono de ativo de longo prazo, há diretamente um aumento no valor da depreciação anual e gera uma maior possibilidade de ajuste desse ativo por conta da perda por *impairment*, podendo afetar de forma recorrente os resultados do exercício principalmente, no caso do setor de petróleo e gás, em tempos de queda de preço dessas commodities. Nesse último caso, a volatilidade pode se tornar mais presente para firmas que utilizam os padrões contábeis IFRS e CPC que permitem que a provisão para *impairment* seja revertida (exceto para ágio) quando as condições que causaram reconhecimento dela não existam mais, procedimento esse não admitido pelo USGAAP.

3 ATIVIDADE PETROLÍFERA

A atividade petrolífera é responsável por uma significativa geração de riqueza no mundo. Em 2010, as dez maiores empresas de petróleo do mundo geraram uma receita bruta de US\$2,95 trilhões. (DECARLO, 2010). Esse valor supera o PIB brasileiro nesse mesmo ano. Em 2010, o PIB do Brasil foi de US\$2,09 trilhões (FELLETT, 2012).

3.1 PROPRIEDADES DO PETRÓLEO E DO GÁS NATURAL

A determinação da qualidade do petróleo é feita com base em sua densidade, em seu nível de enxofre e em seu ponto de fluidez. Petróleos mais densos são menos valorizados devido à maior dificuldade de extração e transporte em relação aos menos densos. O índice de nível de densidade mais comumente utilizado é o determinado pela American Petroleum Institute, denominado graus de API ($^{\circ}$ API). O $^{\circ}$ API do petróleo bruto vai de 5 a 55, tendo a média situada entre de 25 a 35 $^{\circ}$ API, sendo que os mais densos têm $^{\circ}$ API inferior a 25 e os menos pesados apresentam $^{\circ}$ API entre 35 a 45 (HYNE, 2001).

O petróleo com o maior o nível de enxofre é o de pior qualidade. O petróleo bruto carrega de 0,06% a 2,5% de enxofre; assim, o petróleo bruto que possui menos de 1% de enxofre em sua composição é classificado como petróleo doce, considerado de melhor qualidade, enquanto o petróleo bruto que possui um índice de enxofre acima de 1% é denominado de petróleo azedo, de menor qualidade e, portanto, auferindo um menor valor comercial. Já, o ponto de fluidez do petróleo varia de 52 $^{\circ}$ C a -60 $^{\circ}$ C, sendo que grau mais alto indica maior quantidade de cera o que gera maior dificuldade de extração.

Com base nestas características, o petróleo é classificado em sua qualidade e por consequência em seu valor comercial. Assim, a propriedade e a qualidade do petróleo podem variar por região, como demonstra o quadro 1:

Crude Stream	País	° API	% Enxofre	Ponto de Fluidez °C
<i>Arabian light</i>	Arábia Saudita	33,4	1,8	-34
<i>Bachaquero</i>	Venezuela	16,8	2,4	-23
<i>Bonny light</i>	Nigéria	37,6	0,13	2
<i>Brass river</i>	Nigéria	43	0,08	-21
Dubai	Dubai	32,5	1,68	-21
Ekofish	Noruega	35,8	0,18	-9
<i>Iranian Light</i>	Irã	33,5	1,4	-29
<i>Kuwait</i>	Kuait	31,2	2,5	-18
<i>North slope</i>	EUA	26,8	1,04	-21

QUADRO 1- Propriedade por tipo de petróleo bruto

Fonte: Adaptado de Hyne (2001, p. 6, tradução nossa).

O petróleo é uma commodity de extrema importância para a economia mundial. Do petróleo bruto, são extraídos diversos outros componentes através do refino utilizados em inúmeras atividades produtivas e de serviços. De acordo com o American Petroleum Institute, o petróleo bruto é composto de:

Produto	%
Gasolina	46
Óleo combustível	27
Combustível de aviação	10
Coque	5
Gases liquefeitos	4
Matéria-prima petroquímica	3
Asfalto	3
Lubrificantes	1
Querosene	1

QUADRO 2- Produtos resultantes do petróleo

Fonte: Adaptado de Hyne (2001, p. 9).

O gás natural também tem um papel importante na economia mundial, gerando os seguintes produtos:

Produto	%
Metano	de 70 a 98
Etano	de 1 a 10
Propano	até 5
Butano	até 2

QUADRO 3- Produtos resultantes do gás natural

Fonte: Adaptado de Hyne (2001, p. 10).

3.2 A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL

A indústria de petróleo e gás é composta basicamente por três segmentos: o segmento de exploração e produção, o segmento de refino e o segmento de transporte, distribuição e

estocagem (RODRIGUES; SILVA, 2012). Esses segmentos são separados em dois grandes grupos de atividades. As operações de exploração e produção são classificadas como atividades *Upstream* e as demais como atividades *Downstream*. Mais precisamente, “atividades *Upstream* incluem exploração, aquisição, perfuração e desenvolvimento a produção de petróleo e gás. (...). As atividades *Downstream* incluem refino, processamento, comercialização e distribuição.” (WRIGHT; GALLUN, 2008, p. 1, tradução nossa). Hoje em dia, segundo Wright e Gallun (2008), devido à complexidade das atividades de petróleo, essas definições são simplistas, havendo casos de atividades que envolvem operações dos dois segmentos que podem ser denominadas de atividades *Midstream*.

Companhias de petróleo que exercem todas as atividades são denominadas companhias integradas e as companhias que desempenham apenas atividades de exploração e produção são denominadas de companhias independentes. (WRIGHT; GALLUN, 2008).

Normalmente, as maiores companhias de petróleo do mundo são as companhias integradas, conforme demonstrado no ranque das 2000 maiores empresas do mundo, Global List 2000 (DECARLO, 2012). Por exercerem várias atividades, essas companhias conseguem mitigar o risco do negócio uma vez que auferem receitas de diversos pontos da cadeia produtiva de petróleo e gás natural, enquanto as empresas independentes, que somente atuam na atividade de exploração e produção, acabam sendo mais suscetíveis às incertezas relativas às atividades *Upstream*, tais como (WRIGHT; GALLUN, 2008, p. 2, tradução nossa):

- Alto risco;
- Prazo longo para auferir retorno do investimento;
- Ausência de correlação entre magnitude dos gastos e o valor de qualquer reserva resultante da exploração;
- Alto nível de regulamentação;
- Regras tributárias complexas;
- Modelo único de contratos de compartilhamento de custo.

Portanto, devido às diferenças significativas entre os seguimentos, a caracterização de uma companhia dentre os segmentos apresentados vai determinar as práticas contábeis aplicadas ao negócio, já que as normas contábeis para os setores apresentados são significativamente diferentes, principalmente no que se referem as normas contábeis adotadas nos Estados Unidos aceitas pelas normas IFRS e CPC.

Posição P & G Integrado	Posição Geral	Companhia	País	Receitas US\$ bilhões	Lucros US\$ bilhões	Ativos US\$ bilhões	Valor de Mercado US\$ bilhões
1	1	 Exxon Mobil	EUA	433,5	41,1	331,1	407,4
2	4	 Royal Dutch Shell	Holanda	470,2	30,9	340,5	227,6
3	7	 Petrochina	China	310,1	20,6	304,7	294,7
4	10	 Petrobrás	Brasil	145,9	20,1	319,4	180
5	11	 BP	Reino Unido	375,5	25,7	292,5	147,4
6	12	 Chevron	EUA	236,3	26,9	209,5	218
7	18	 Total	França	216,2	15,9	213	132,4
8	24	 Sinopec-China Petroleum	China	391,4	11,6	179,8	104,2
9	27	 Conoco Philips	EUA	230,9	12,4	153,2	98,8
10	29	 ENI	Itália	143,2	8,9	178,7	97,6

QUADRO 4 – Ranque Forbes Global 2000

Fonte: Adaptado de DeCarlo (2012).

A importância da indústria petrolífera mundial pode ser observada no quadro nº4. Dentre as 29 maiores empresas do mundo, segundo a DeCarlo (2012), 10 são do setor de petróleo e gás, sendo que a maior empresa, segundo o ranque da DeCarlo (2012) é a Exxon Mobil, empresa integrada do setor.

Os produtores de petróleo são organizados em blocos de países. A OPEC é o maior deles, formada pelo Equador, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Qatar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos (EAU), Venezuela, Argélia e Angola. Os países que formam a

OPEC possuem 80% das reservas de petróleo provadas do mundo que produzem cerca de 40% do total do petróleo mundial e também possuem 49% de todas as reservas provadas de gás natural do planeta, produzindo 18% de gás natural de todo o mundo (OPEC, 2011).

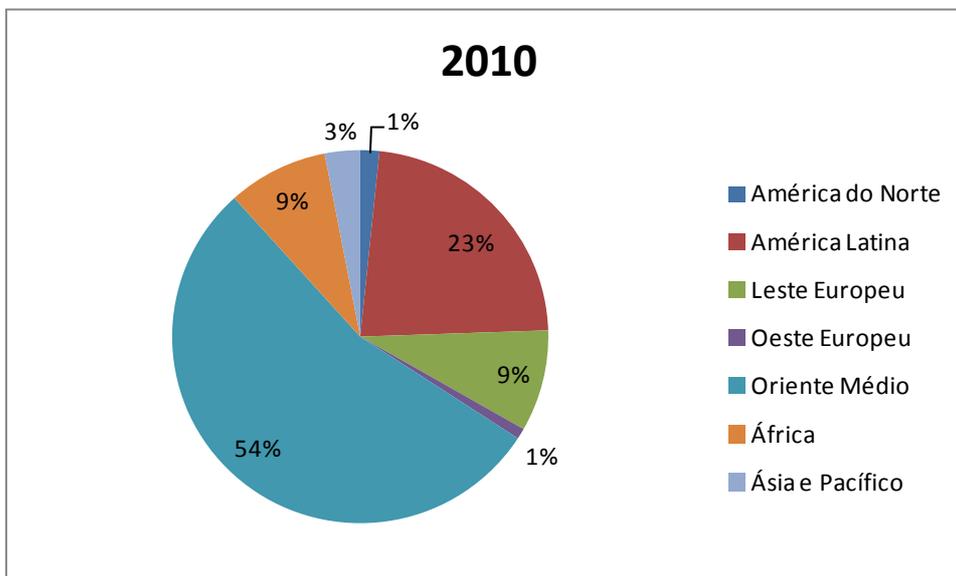


GRÁFICO 2- Reservas provadas de petróleo por continente

Fonte: OPEC (2011, p. 22)

Os maiores produtores são os países do Oriente Médio que possuem mais de 50% de todas as reservas provadas de petróleo, produzindo cerca de 30% de todo o petróleo mundial (OPEC, 2011).

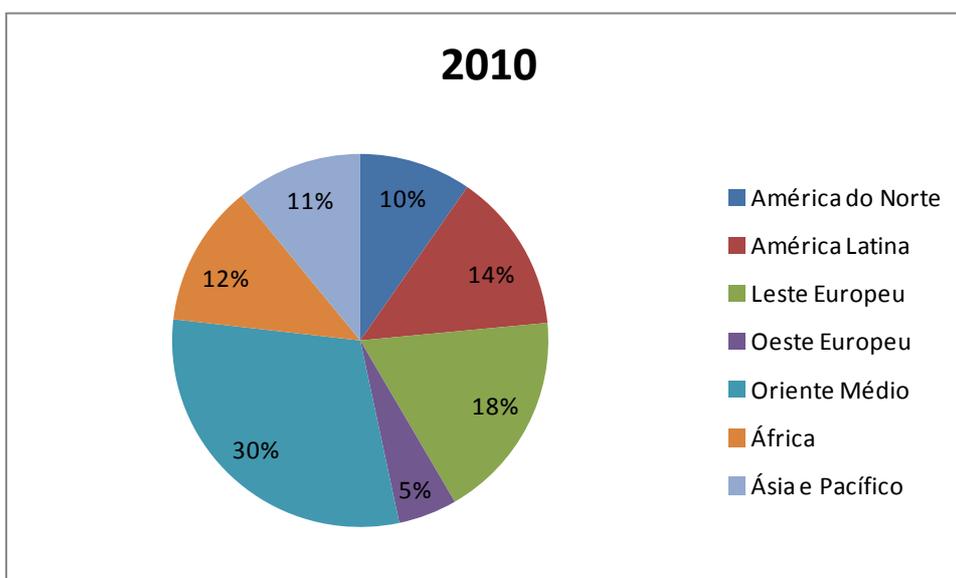


GRÁFICO 3 - Produção de petróleo por continente

Fonte: OPEC (2011, p. 28)

Regionalmente, os países do Oriente Médio respondem pelo suprimento de 30% de todo o petróleo mundial. A Arábia Saudita é o maior produtor mundial com 12,1% da produção

mundial, com reservas provadas de 259.9 bilhões de barris, seguida pela Rússia que produziu 11.94% do petróleo mundialmente (TOSCANO, 2011). Em 2012, a Arábia Saudita continuava como o maior produtor de petróleo do mundo, enquanto os Estados Unidos ocupavam a segunda colocação; já o Brasil ocupava a 9ª colocação em 2010 e 2012 (TOSCANO, 2013)

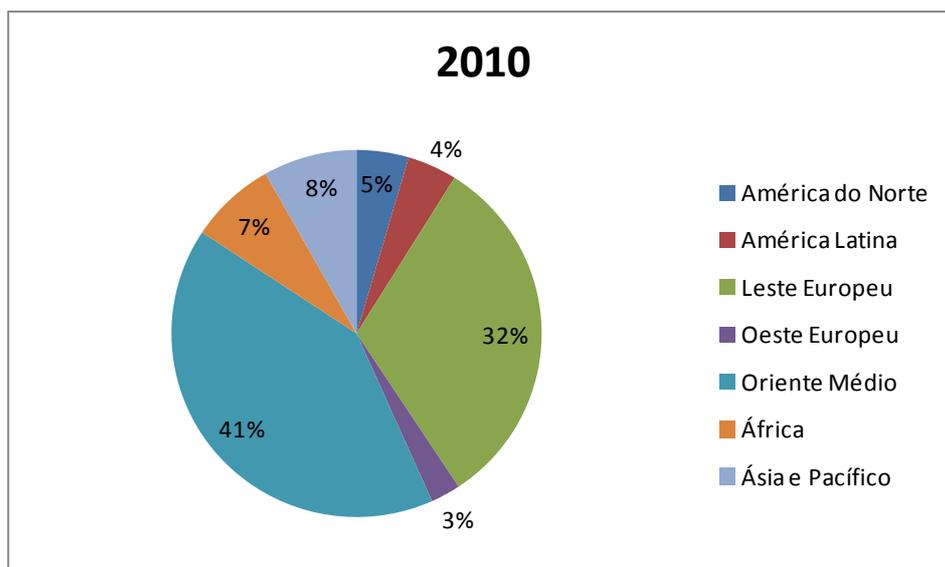


GRÁFICO 4 - Reservas provadas de gás natural por continente
Fonte: OPEC (2011, p. 23)

Já em relação ao gás natural, os países do Oriente Médio lideram o número de reservas provadas, cerca de 30%, porém, os maiores produtores de gás natural se situam no Leste Europeu, com 24% da produção do gás natural mundial.

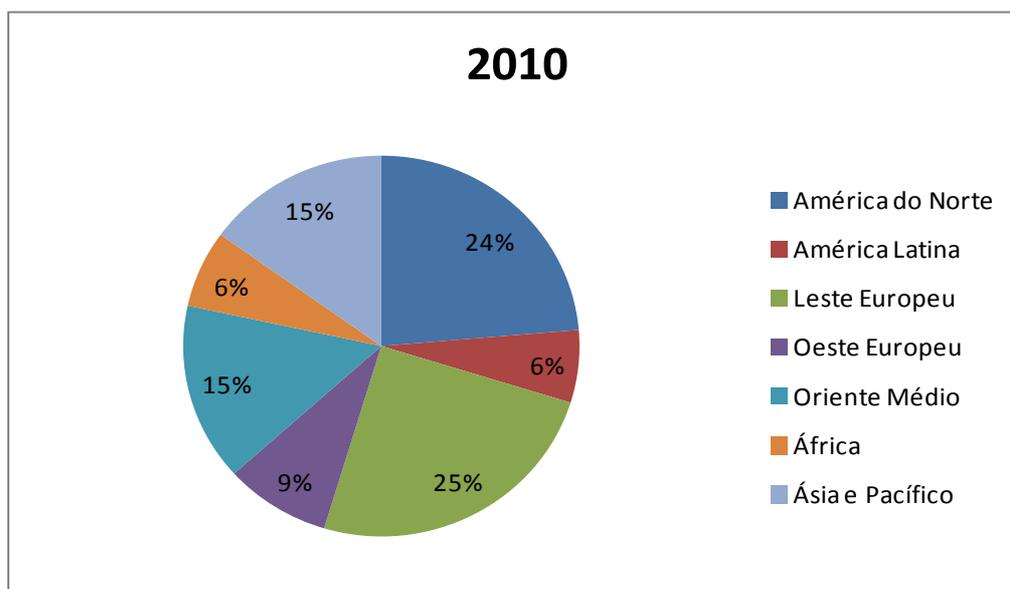


GRÁFICO 5 - Produção de gás natural por continente
Fonte: OPEC (2011, p. 33)

A produção de gás natural está bem dividida entre o Leste Europeu, tendo como seu maior expoente a Rússia e a América do Norte tendo os EUA como seu maior produtor de gás natural. Em 2010, a Rússia produziu 18,4% do total de gás natural, enquanto os EUA produziram 19,1%. (RACHOVICH, 2011). Já em 2011, a Rússia supria 20% do gás natural do mundo. Os EUA produziram nesse mesmo ano de 19,2% de todo gás natural no mundo. (KUEPPER, 2013).

3.2.1 EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

O processo de exploração se inicia com trabalhos de pesquisa geológica e geofísica com o objetivo de identificar reservas no subsolo, sendo que os trabalhos geológicos se referem às análises de superfície e os geofísicos de subsolo. Técnicas sismológicas incluem a aplicação de ferramentas avançadas tais como estudos em 3D e 4D que vêm aumentando a probabilidade de sucesso em perfurações.

Wright e Gallun (2008, p. 9, tradução nossa) afirmam que “com essas tecnologias atuais, mais de 75% das perfurações são com sucesso”. Por exemplo, em 1998, 66% de poços exploratórios nos EUA foram abandonados por não serem economicamente produtivos considerados poços secos segundo Rodrigues e Silva (2012).

A perfuração com sucesso é a que atinge reservas com quantidade economicamente viável de petróleo ou gás natural, ainda que possam não ser lucrativas, (WRIGHT; GALLUN, 2008).

A atividade de produção compreende o desenvolvimento de infraestrutura para extração das jazidas de petróleo e gás descobertas ou adquiridas de terceiros até seu esgotamento (SANTOS, 2006). O abandono de uma jazida pode acontecer não somente pelo seu esgotamento, mas também quando os custos de mantê-la operando superam as entradas de caixa esperadas pela continuidade da exploração da jazida, situação essa diretamente determinada pelos custos de mão de obra e material e, principalmente, pelo preço das citadas commodities.

A exploração e produção ocorrem tanto em terra firme quanto no fundo dos oceanos (*offshore*). A grande maioria das reservas se encontra em terra firme onde os obstáculos para exploração de petróleo e gás natural são muito menores do que os encontrados nos oceanos. O

custo de exploração *offshore* é muito superior ao de exploração em terra. Segundo Wright e Gallun (2008), os custos de perfuração *offshore* (plataformas marítimas) chegam a US\$800 mil por dia, razão pela qual a maioria das explorações *offshore* ocorre sob a organização de *joint ventures*. De acordo com a OPEC (2011), até o final de 2010, havia no mundo 4044 plataformas marítimas ativas de petróleo e 1.044.375 poços em terra ativos de petróleo, que juntos alcançaram uma capacidade de produção nesse mesmo ano de mais de 88 milhões de barris/cd.

Nos EUA, o solo e o direito de exploração do subsolo pertencem a particulares, empresas ou pessoas individuais. Assim, as empresas que desejam explorar petróleo precisam arrendar a terra e obter o *Mineral Rights* (direito de mineração) para a exploração do subsolo que nem sempre pertencem ao mesmo dono do solo. Os direitos de mineração dão ao proprietário do subsolo o direito de receber uma parte do petróleo e gás extraídos ou receber uma parte dos recursos financeiros provenientes da venda dessas *commodities* (WRIGHT; GALLUN, 2008). No arrendamento dos direitos de exploração mineral, há dois tipos de direitos de mineração. Um deles se trata de *Royalties* no qual o dono dos direitos da exploração mineral retém uma parcela na forma citada acima. O segundo tipo se refere à participação sobre o trabalho (*Working Interest*) na qual o dono do subsolo recebe uma parte remanescente após a dedução de todos os custos de exploração e extração de petróleo e gás. No Brasil, os direitos sobre o subsolo pertencem à União, pelos os quais as empresas pagam *Royalties* à União e também ao Estado e ao Município do local a ser explorado.

Em resumo, os procedimentos de exploração e produção de petróleo e gás ocorrem da conforme apresentado na figura 4:

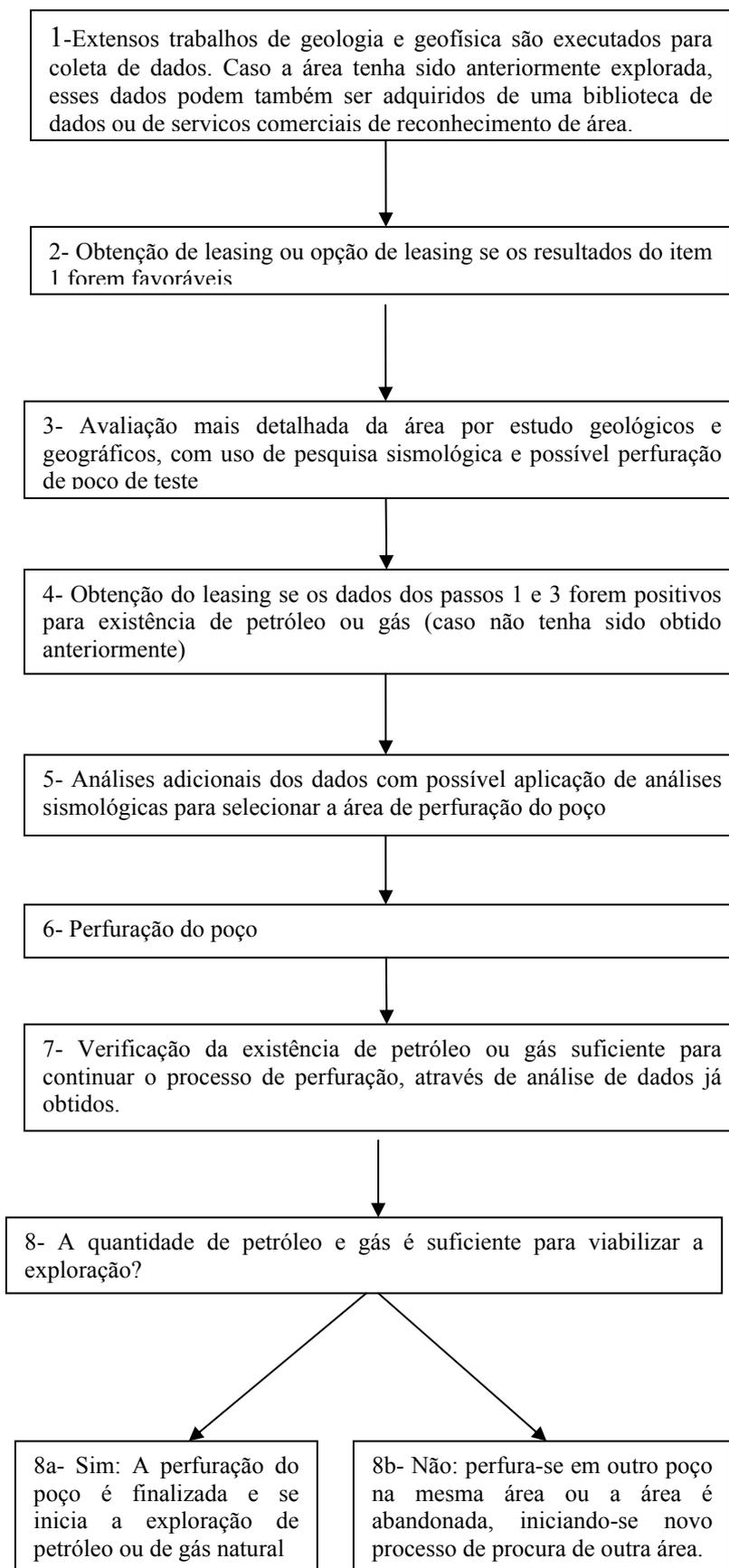


FIGURA 4- Exploração de petróleo e gás

Fonte: Adaptado de Wright e Gallun (2008, p. 10, tradução nossa).

O modelo apresentado representa a realidade do mercado norte-americano. Em outros países, as licenças são obtidas através de leilões; de tal modo, o governo do país ofertante vende os dados aos interessados em participar do leilão (RODRIGUES; SILVA, 2012). Os países que têm interesse em desenvolver o mercado de petróleo e gás conduzem todo o trabalho, desde o levantamento de dados geológicos e geofísicos até a perfuração (RODRIGUES; SILVA, 2012). Outro aspecto importante é a licença para perfuração. Nos EUA, tanto os Estados como o governo federal são responsáveis pela emissão das licenças de perfuração. Cada estado possui regras específicas que podem determinar quantidades máximas de extração bem como métodos possíveis de perfuração, número poços de petróleo e gás por área, que no caso dos 48 estados contínuos americanos é de 48 poços em 40 acres e um poço de gás natural por 640 acres (WRIGHT; GALLUN, 2008). Segundo Wright e Gallun (2008), a obtenção de licença para perfuração *offshore* é bem mais trabalhosa e demorada, pois é necessária a apresentação de muito mais informações, tais como descrição das plataformas e embarcações, estrutura, localização, procedimentos para proteção ambiental etc. Nos EUA, a regulação para exploração de petróleo e gás *onshore* e *offshore* em áreas federais é determinada pelo Departamento do Interior. No Brasil, toda regulamentação sobre exploração e produção de petróleo e gás é determinada pela União, através da Agência Nacional de Petróleo- ANP, que é órgão subordinado ao Ministério de Minas e Energia.

3.2.2 ABANDONO DE ÁREA PRODUTIVA

No ramo da indústria de exploração de petróleo e gás, a retirada do ativo é a última etapa do processo de exploração de petróleo e gás natural que inclui gastos necessários nas atividades de extração e elevação do óleo até a superfície (SANTOS; SILVA; MARQUES, 2006). Devido à exaustão do poço de petróleo ou de gás, ou da inviabilidade econômica da continuidade da exploração dessas *commodities*, os poços são selados e os equipamentos são removidos e abandonados em áreas próprias no caso de equipamentos para exploração em terra ou no fundo do mar ou áreas pré-determinadas no oceano para exploração *offshore*.

De acordo com Kaiser (2005), na operação de abandono, uma plataforma de petróleo pode ser separada em duas partes. Uma parte é composta por equipamentos de processamento de petróleo e gás e a tubulação. Essa parte é transportada até terra firme podendo ser

recuperada e reutilizada, e posteriormente vendida como sucata ou ainda abandonada em aterro (ferro velho). A segunda parte, segundo Kaiser (2005), é formada pela plataforma (ou convés) e jaquetas. Essa parte pode ser transportada para terra firme e ter o aço reciclado ou descartada em aterro. Ou ainda, ela pode ser removida para um novo local e ser reutilizada, depositada no fundo do mar e ser transformada em recife artificial (KAISER, 2005). Nesse último caso, pode ser feita uma remoção parcial, ou tombamento local ou a remoção dessa estrutura para lugares isolados e legalmente determinados (KAISER, 2005).

Para se efetuar a remoção, portanto, há três formas (KAISER, 2005):

- a. Retirada da jaqueta da água e transportá-la para costa;
- b. Tombamento da plataforma com o depósito da estrutura superior no fundo do mar;
- c. Remoção parcial, na qual a metade inferior é deixada verticalmente no mar e a metade superior é destruída e deixada próxima à base da plataforma ou levada para a costa.

Kaiser (2005) afirma que é muito comum as plataformas serem convertidas em recifes artificiais, trazendo uma economia de custos, economia essa que é dividida com o governo dos Estados Unidos. No Brasil, o abandono de equipamentos de extração de petróleo e gás é regulado pela Portaria nº 114 de 25 de julho de 2001, (Brasil, 2001). Basicamente, no Brasil, é também dada a opção de se fazer a retirada total ou parcial de plataformas marítimas.

3.3 CONTABILIDADE DO SETOR PETROLÍFERO

3.3.1 USGAAP- ESFORÇO BEM SUCEDIDO VERSUS CUSTO TOTAL

Em termos de normas contábeis norte-americanas há cinco métodos de contabilidade para registro dos gastos na atividade de exploração e produção de petróleo: o do custo total, o dos esforços bem sucedidos, o do valor da descoberta, o do valor corrente e o método *expenses* (RODRIGUES; SILVA, 2012). Dos cinco, os dois primeiros são os métodos largamente adotados por serem os admitidos pelo USGAAP.

Até 1977, com a publicação do SFAS 19 (FASB, 1977), as companhias de petróleo dos EUA somente poderiam utilizar o método de esforço bem sucedido. Em 1978, o SEC emitiu o *Accounting Series Release-ASR 253* admitindo o uso do custo total (ASR 258) ou o esforço bem sucedidos (ASR 258). No entanto, o SEC concluiu que nenhum desses métodos satisfazia a necessidade de informações, propondo um novo método no qual a receita era reconhecida no momento da descoberta de uma reserva provada (WRIGHT; GALLUN, 2008). No entanto, posteriormente, o SEC entendeu que esse método também não correspondia às expectativas. Desta forma, o SEC publicou o regulamento S-X. 4-10 regulamentando a contabilização para atividades de exploração de petróleo e gás, determinado que as empresas que utilizam esforços bem sucedidos devessem seguir o SFAS nº 19 (FASB, 1977) e as que adotassem o método do custo total deveriam seguir o próprio regulamento S-X. 4-10. Assim, o método do esforço bem sucedido está representado pela figura 5 enquanto pelo custo total pela figura 6.

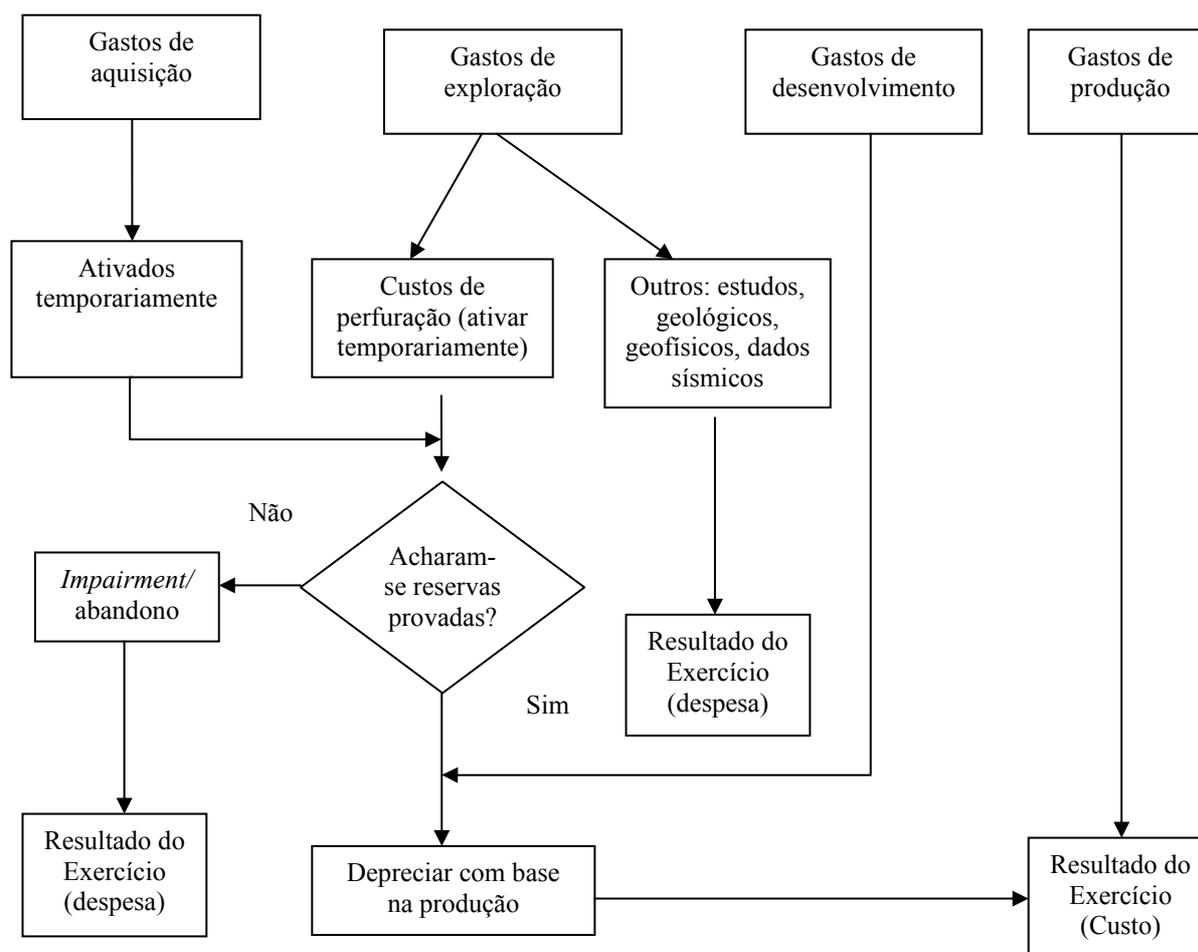


FIGURA 5- Método de esforço bem sucedido.

Fonte: Adaptado de Wright e Gallun (2008, p. 52, tradução nossa).

A diferença básica entre os dois métodos é o *timing* do reconhecimento das despesas. No esforço bem sucedido, há uma relação direta entre custo incorrido e a descoberta de reservas (WRIGHT; GALLUN, 2008). Até etapa de perfuração, todos os gastos são capitalizados como reservas não provadas (exceto custos não ligados à perfuração), sendo somente ativados definitivamente como reserva provada quando da perfuração resulte reservas economicamente viáveis, reservas provadas; caso contrário, ou seja, no caso de o poço ser seco, o custo com perfuração é tratado como despesa. Já no caso do método de custo total, todos os gastos são ativados no momento em que ocorrem não se vinculando a descoberta ou não, sendo amortizado quando da exploração de uma reserva provada. Já para o método do custo total, tem-se o seguinte, conforme figura 6:

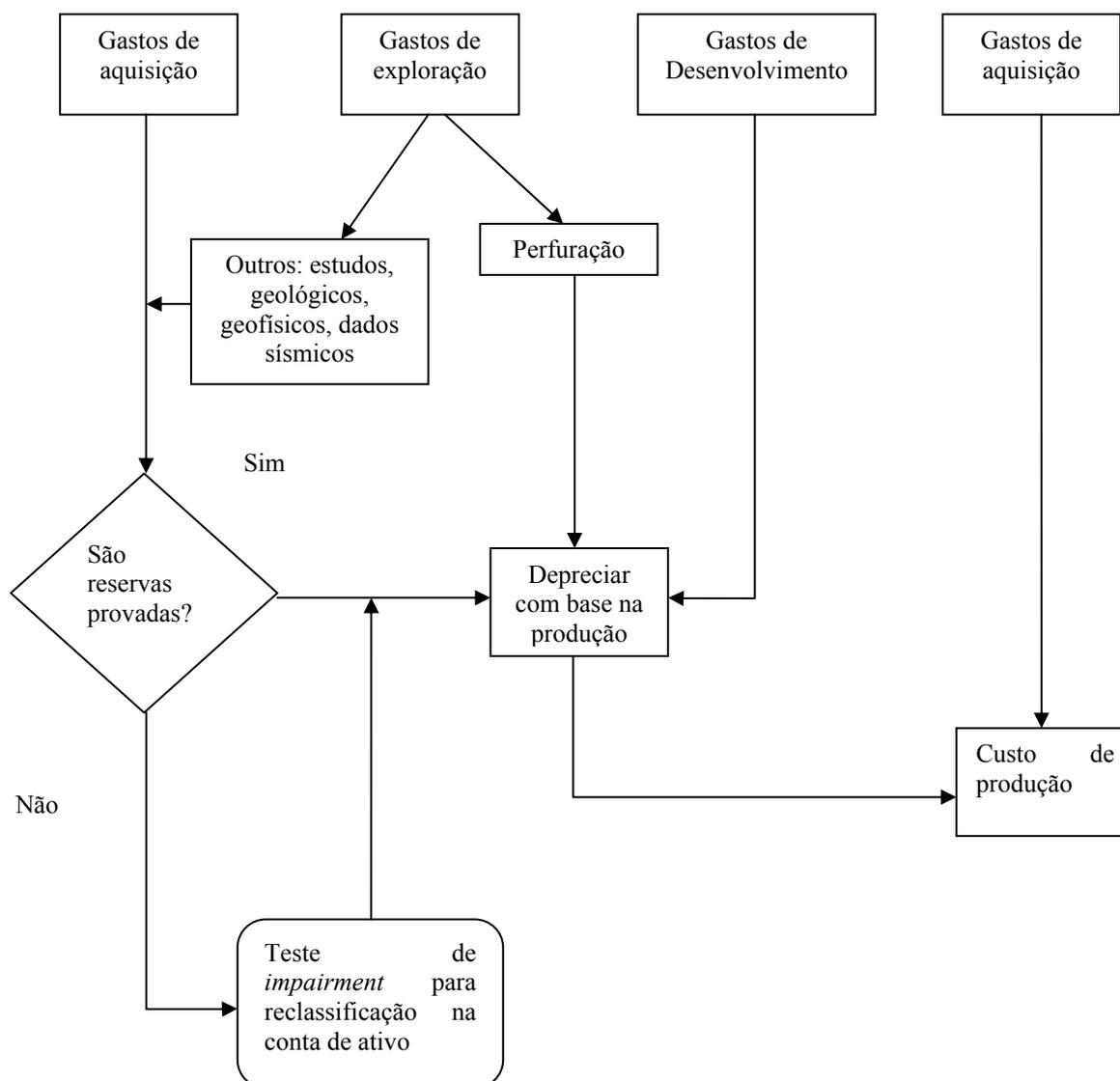


FIGURA 6- Método do custo total.

Fonte: Adaptado de Rodrigues e Silva (2012, p. 51, tradução nossa).

Há também outra importante diferença entre os dois métodos. Pelo método de esforços bem sucedidos, o centro de custo ou de amortização deve ser “a propriedade, o campo ou reservatório” (WRIGHT; GALLUN, 2008, p. 45, tradução nossa). Pelo método do custo total, o centro de custo ou amortização é por país. Normalmente, empresas integradas utilizam o sistema de esforço bem sucedidos enquanto empresas independentes utilizam o sistema do custo total.

Comparativamente, os dois métodos podem ser conforme demonstrado no quadro 5:

Itens	Esforços bem sucedidos	Custo total
Custo de aquisição	Ativo	Ativo
Custo com G&G	Despesa	Ativo
Exploração resultante em poço seco	Despesa	Ativo
Exploração de poço com sucesso	Ativo	Ativo
Desenvolvimento resultante em poço seco	Ativo	Ativo
Desenvolvimento resultante em poço seco	Ativo	Ativo
Desenvolvimento de poço com sucesso	Ativo	Ativo
Custo de produção	Despesa	
Centro de custo/amortização	Por propriedade, campo ou reservatório	por país

QUADRO 5 –Método: esforços bem sucedidos versus custo total

Fonte: Wright e Gallun (2008, p. 45, tradução nossa).

3.3.2 NORMA INTERNACIONAL - IFRS E NORMA BRASILEIRA- CPC

O IFRS 6 (IFRS, 2004b) é a norma do IASB que “trata da demonstração financeira para exploração e avaliação de recursos financeiros incluindo minerais, petróleo, gás natural e recursos não degenerativos similares” (MIRZA; ORRELL; HOLT, 2008, p. 440, tradução nossa). Essa norma determina que tipo de gasto deve ser incluído como exploração e avaliação de recursos minerais, não podendo ser incluído, portanto, gastos ocorridos antes da obtenção dos direitos legais de exploração de uma determinada área e gastos ocorridos depois de demonstrada a viabilidade técnica e a viabilidade econômica para extração do mineral de determinada área (MIRZA; ORRELL; HOLT, 2008).

No entanto, o IFRS 6 (IFRS, 2004b) não determina uma forma específica de reconhecimento inicial, permitindo o uso da exceção admitida pelo IAS 8 (IFRS, 2003a), na qual as entidades podem adotar uma política própria ou adotar outra norma que melhor represente os fatos contábeis quando não há uma norma IFRS que trate especificamente sobre assunto.

Normalmente, devido à ausência de norma específica de reconhecimento inicial, acaba-se adotando às práticas adotadas no mercado dos EUA, ou seja, a prática do custo total ou a prática dos esforços bem sucedidos.

O IFRS 6 (IFRS, 2004) considera como exploração e avaliação de recursos minerais os gastos referentes à aquisição de direito de exploração, às despesas com topografia e análise geológica e geoquímica, à perfuração exploratória, à abertura de valas, à coleta de amostras e

às atividades de avaliação de viabilidade técnica e comercial da extração. (MIRZA; ORREL; HOLT, 2008).

Ativos construídos ou adquiridos para serem aplicados em atividades que antecedem à obtenção de direito legal de exploração e após a conclusão pela viabilidade da exploração não devem ser considerados como ativos de exploração e avaliação de recursos minerais.

Após o reconhecimento inicial, o IFRS 6 (IFRS, 2004b) dá a opção de se avaliar um ativo subsequentemente pelo método de custo ou método de reavaliação. Pelo método de custo, os ativos de exploração e avaliação serão tratados com base no IAS 16 (IFRS, 2003b) para os tangíveis, e no IAS 38 (IFRS, 2004a) para os intangíveis.

Esses ativos também deverão sofrer teste de *impairment* com base nas circunstâncias determinadas pelo IFRS 6 (IFRS, 2004a), quando o direito de exploração da área expirar sem possibilidade de renovação, quando não houver indicações de continuidade de exploração em uma área específica. No caso de haver necessidade de *impairment* este deve ser feito com base na norma IAS 36 (IFRS, 2008).

O correspondente na norma brasileira de contabilidade para IFRS 6 (IFRS, 2004b) é o CPC 34 (CPC, 2009c). Porém, o CPC 34 (CPC, 2009c) ainda não foi aprovado pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis. Dessa forma, as empresas petrolíferas no Brasil podem, de acordo com o CPC 26 (R1) (CPC, 2011b), equivalente à norma internacional IAS 8 (IFRS, 2003a), adotar norma própria ou outra norma existente quando não houver norma específica determinada pelo CPC.

3.4 PROVISÃO DE ABANDONO DE ATIVO

A provisão para abandono de ativos é um passivo decorrente da obrigação legal de desmontagem e abandono de estrutura utilizada na extração do petróleo e do gás natural. Essa exigência surgiu da Convenção de Genebra de 1958, também denominada como UNCLOS I.

A UNCLOS I determina que haja retirada integral de toda estrutura utilizada para extração do petróleo e do gás natural. Conforme Luczynsky (2002, p. 188, tradução nossa), “o estado de arte tecnológico e, principalmente, as alegadas limitações financeiras dos produtores servem de justificativas à praxe da remoção parcial, embora não haja apoio unânime a esta opção.” O autor ainda afirma que essa prática juntamente com a remoção parcial é tolerada

pelos integrantes da International Maritime Organization (IMO) desde que haja a opção primária da criação de recifes artificiais (LUCZYNSKY, 2002).

Assim, seja qual for a forma de retirada do ativo, a obrigação se constitui numa provisão de abandono de ativo que deve ser reconhecida no momento da instalação ou construção do ativo (KAISER, 2005).

A regulação federal americana exige, de uma maneira geral, que todos os poços sejam tampados e abandonados e todas as plataformas removidas com a limpeza do fundo do mar (KAISER, 2005). Assim, os fatores técnicos a serem levados em consideração no cálculo do custo e abandono envolvem o tipo de estrutura a ser removido, o método de remoção, as condições geológicas, geográficas e climáticas da região.

A complexidade das técnicas de abandono de ativos torna essa etapa de exploração de petróleo e gás natural custosa. Segundo Santos, Silva e Marques (2006, p. 60-61), “os custos de abandono *offshore* são extremamente elevados e em alguns casos excedem os custos para construir e preparar as instalações.” Por exemplo, os custos para simplesmente tapar os poços petróleo situados no Golfo do México pode por chegar a US\$ 240 mil por poço e o custo aproximado de remoção de estruturas situadas nessa mesma região é de US\$ 1000/tonelada, podendo haver grande oscilação devido às variáveis já expostas (KAISER, 2006).

Portanto, o custo de provisão de abandono de ativo é relevante e sua provisão deve ser mensurada com critérios consistentes.

3.4.1 ASPECTOS CONTÁBEIS

3.4.1.1 Provisão de abandono de ativo – USGAAP

Em junho de 2001, o FASB promulgou o SFAS 143 (FASB, 2001a) que teve origem num estudo de caso sobre desmontagem de instalações de usina nucleares encomendado em 1994 ao FASB por Edson Electric Institute - EEI (GUINN; SCHROEDER; SEVIN, 2005). Por essa razão, é que, inicialmente, o SFAS 143 (FASB, 2001) foi direcionado somente às atividades de geração de energia nuclear, sendo logo em seguida, estendida aos demais tipos de atividades. O SFAS 143 (FASB, 2001a) entrou em vigor em 15 de dezembro de 2002.

Até a existência da citada norma e mesmo com o SFAS 19 (FASB, 1977) e o regulamento Reg. S-X. 4-10, para empresas que adotassem o método do custo total, os custos de abandono e desmontagem de ativos líquidos eram reconhecidos de diferentes maneiras (SANTOS; SILVA e MARQUES, 2006). As práticas variavam com o reconhecimento dos custos conforme ocorriam, (muitas vezes ao final do ciclo econômico do poço de petróleo), ou com o registro feito a cada período em despesa contra provisão ou ainda com o registro da despesa por período contra conta redutora do ativo (EPSTEIN; NACH; BRAGG, 2008). Na prática, essas normas não exigiam o registro da provisão de abandono de ativo nas demonstrações financeiras, mas orientavam pela adição do valor proporcionalmente no valor da depreciação, depleção ou amortização (WRIGHT; GALLUN, 2008). Esse método poderia gerar um valor residual negativo de ativo do ativo imobilizado.

O SFAS nº 143 (FASB, 2001b) determina que o valor mensurado de provisão de abandono de ativo seja provisionado a valor presente com a contrapartida registrada no ativo que deu origem a tal provisão. Para fins de cálculo, a empresa deve considerar o gasto necessário para desmontagem do ativo que seria cobrado por terceiros, ainda que ela tenha a intenção de realizar tal operação internamente.

Para se elaborar uma estimativa no cálculo do custo de abandono de ativos, devem ser levados em consideração diversos fatores tais como “expectativa de inflação, avanço tecnológico, taxas desconto e outros fatores” (KAISER, 2005, p. 43-44, tradução nossa).

Mais detalhadamente, Wright e Gallun (2008), afirmam que no fluxo de caixa da provisão de abandono de ativo devem ser estimados os custos a incorrer para retirada do ativo por uma terceira parte, inflação, mão de obra indireta, equipamentos, avanços tecnológicos, margem de lucro da contratada, variação possível de custos por variação de cenários e risco de mercado a ser exigido pelo contratado devido a incertezas inerentes à obrigação.

Para determinação do fluxo de caixa, “o SFAC nº7 aponta que (1) o objetivo do valor presente é determinar o valor justo e (2) que o mais relevante mensuração de um passivo de uma companhia deveria sempre incluir os efeitos do perfil de crédito da companhia.” (WRIGHT; GALLUN, 2008, p. 317-318, tradução nossa).

O SFAC 7 ou CON-7 (FASB, 2008) apresenta duas metodologias que seriam o método tradicional e o método do fluxo de caixa esperado (WRIGHT; GALLUN, 2008). No primeiro método, deve-se partir de um único fluxo de caixa possível a uma taxa de desconto incrementada pelo retorno adicional para compensação do risco.

O SFAS 143 (FASB, 2001a) considera que esse método não é o adequado, sugerindo o método do fluxo de caixa futuro esperado, uma vez que esse método é determinado por uma ponderação de vários *sets* de fluxos de caixa futuros “para abandono de área produtiva, trazendo-o ao valor presente usando-se uma taxa livre de risco ajustada ao risco de crédito da companhia.” (RODRIGUES; SILVA, 2012, p. 69).

Nessa forma, o valor justo do abandono é composto pela ponderação de possíveis fluxos de caixa futuros esperados apurados através de faixas de probabilidade. “Essa técnica considera todos os possíveis resultados e os multiplicando pela probabilidade de ocorrência de cada um deles.” (TODD et al., 1993, p. 3, tradução nossa). Ainda, afirmam Todd et al. (1993, p. 3, tradução nossa), “essa técnica satisfaz o objetivo de prover informações que são úteis na avaliação do montante, prazo, e incertezas de um fluxo de caixa futuro”.

A mensuração subsequente, de acordo do SFAS nº 143 (FASB, 2001a), abrange ajuste na provisão pelo decorrer do tempo até a data prevista para o abandono do ativo, que em inglês é denominado de *accretion*. Quanto menor o tempo até a data de retirada do ativo, maior será a provisão, sendo a contrapartida desse ajuste registrada em conta de resultado.

Portanto, a determinação da taxa de juros no reconhecimento inicial pode ter um significativo impacto no resultado do exercício ainda mais se for levado em consideração que, diferentemente do IFRS e do CPC, a norma norte-americana não permite ajustes futuros na taxa por conta de mudança de taxa de juros. Pode haver também revisões da estimativa devido à mudança no prazo até o abandono de ativos ou aspectos relacionados com mudanças tecnológicas, dentre outros que devem ser ajustados na conta de provisão contra a conta do ativo que deu origem à provisão.

Finalmente, a mensuração posterior abrange também o ajuste final que ocorre quando o valor dos custos incorridos na desmontagem do ativo difere do valor provisionado, diferença essa que deve ser registrada em conta de resultados. Essa situação é mais presumível quando a própria companhia executa a retirada do ativo, uma vez que a margem de lucro da contratante considerada no cálculo não ocorre no caso da desmontagem ter sido executada com recursos próprios da entidade.

Como pode ser observado, há diversas incertezas sobre o valor futuro do abandono de ativo, podendo existir várias formas para cálculo desta. Assim, a provisão para abandono de ativo deve ser registrada quando for possível determinar tais variáveis (prazo, saída de caixa, e taxa de desconto) ainda que com certo grau de incerteza.

O não reconhecimento somente é permitido quando for impraticável a determinação de uma dessas variáveis, fato esse que deve ser evidenciado em notas explicativas às demonstrações financeiras. No entanto, O FIN 47 (FASB, 2005), ainda que faça uso do termo condicional, assume que a obrigação de retirada de ativo de longa duração é um evento futuro obrigatório.

Portanto, a provisão para abandono de ativo é uma obrigação incondicional devendo ser mensurada ainda que haja certo grau de incerteza. (MURRAY, 2010).

Logo, o fato de existir incertezas na mensuração da provisão de abandono de ativo, não elimina a obrigatoriedade do reconhecimento da provisão de abandono de ativo. De tal modo, ainda que seja necessária a aplicação de estimativas com uso de probabilidades ou outras técnicas estatísticas, a provisão para abandono de ativo de longa duração deve ser mensurada e reconhecida (IUDÍCIBUS, 2009).

3.4.2 PROVISÃO DE ABANDONO DE ATIVO – IFRS E CPC

Com referência ao IFRS, a exigência de se constituir provisão é determinada pelo IAS 37 (IASB, 1998). Essa norma determina que a mensuração de uma provisão deva ser descontada a valor presente a uma taxa que evidencie o valor do dinheiro no tempo e os riscos inerentes do passivo (MIRZA; ORRELL; HOLT, 2008). Exigência essa também determinada pelo CPC 25 (CPC, 2009d). No entanto, ambas diferenciam da norma americana, pois permitem ajustes nas taxas de juros.

A aplicação do IAS 37 (IASB, 1998), juntamente com o IFRS 6 determina que “uma entidade deve reconhecer quaisquer obrigações de remoção e restauração, que sejam incorridas durante um período específico, como consequência de ter empreendido a exploração e avaliação de recursos minerais”. (RODRIGUES SILVA, 2012, p. 70). As citadas normas equivalem às normas contábeis brasileiras CPC 25 (CPC, 2009b) e o CPC 34 (CPC, 2009c) respectivamente, sendo que esta a última ainda não se encontra promulgada.

Em suma, a provisão para abandono de ativo deve ser estimada e contabilizada a valor presente, a débito do ativo correspondente. O valor adicionado ao ativo correspondente deve ser amortizado a cada período juntamente à mesma taxa da depreciação do valor original do bem.

Adicionalmente, os juros descontados devem ser reconhecidos *pro rata temporis* contra resultado a crédito da própria provisão. De acordo com IFRIC 1 (IFRS 2010), ajustes na provisão de abandono de ativo decorrente de mudança de estimativa causada por fatos novos, novas análises ou tecnologias e a taxa juros aplicada na mensuração da provisão devem ser reconhecidos tendo como contrapartida a conta do ativo e qualquer gasto incorrido deve ser contabilizado a débito da provisão. Já as mudanças decorrentes de passagem do tempo devem ser debitadas em conta de resultado.

A norma SFAS 143 (FASB, 2001a) exige a divulgação da descrição da provisão de abandono de ativo, das alterações no seu valor, do respectivo ativo e reconciliação da conta de provisão com toda movimentação ocorrida no período, assim como a existência de ativos restritos para cumprimento da obrigação de abandono de ativo (CHEWNING JR; MCKIE, 2002).

Em relação ao IFRS, o IFRIC 1 (IFRS, 2010) também exige a inclusão, na reconciliação, do efeito da mudança da taxa de juros e também exige a informação sobre ativos restritos. O mesmo é válido para o ICPC 12 (CPC, 2009f).

No Brasil, a Petrobrás reconhecia, mensurava e evidenciava a provisão de abandono de ativo com base no SFAS 143 (FASB, 2001a) até entrada em vigor da Lei 11.638/07 (BRASIL, 2007) que introduziu a norma de internacional de contabilidade (IFRS) como norma brasileira para demonstrações financeiras consolidadas de companhias de capital aberto e empresas de grande porte.

Com a promulgação da versão brasileira das normas internacionais de contabilidade, foi publicada, em 2009, a interpretação técnica ICPC 12 (CPC, 2009f), que é a tradução da interpretação técnica IFRIC 1 (IFRS, 2010). A única diferença entre as duas normas fica por conta do impedimento da reavaliação imposta pela legislação brasileira, através da Lei 11.638/07 (BRASIL, 2007).

3.4.3 EVIDENCIAÇÃO DA PROVISÃO DE ABANDONO DE ATIVO USGAAP, CPC E IFRS

A evidenciação é a comunicação das práticas contábeis adotadas pelas companhias para reconhecimento e mensuração das operações aos usuários externos. Considerando que as práticas para mensuração da provisão para abandono de ativos são permeadas de incertezas, a

evidenciação de sua mensuração deve permitir que os usuários externos recebam informações necessárias sobre os elementos e os critérios de mensuração para análise dos valores apresentados e formar uma opinião sobre esses valores.

Como a provisão para abandono de ativo é calculada levando em consideração diversas informações endógenas, a divulgação da metodologia utilizada no cálculo e de toda a movimentação da conta é essencial para redução da assimetria da informação. E, diante de tanta subjetividade, a assimetria da informação pode favorecer o agente na tomada de decisões que possam maximizar seus lucros, muitas vezes em detrimento dos interesses da firma (CORMIER et al., 2010).

Há diversos estudos que concluíram que práticas de evidenciação mais amplas reduzem a assimetria da informação. Francis, Khurana e Pereira (2005) observaram através de análises de 672 empresas em 34 países, excluindo os EUA, que tanto o custo de capital como o custo de débito reduz quando a transparência é maior.

Healy, Hutton e Palepu (1999) concluíram que um maior grau de evidenciação leva o investidor valorizar mais ações das empresas criando maior interesse institucional por ações.

E, finalmente, Brown e Hillegeist (2007) concluíram que há uma relação negativa entre nível de evidenciação e assimetria da informação. Os autores sugerem que “qualidade de evidenciação reduz os incentivos para procura de informações confidenciais”. (BROWN; HILLEGEIST, 2007, p. 472).

O SFAS 143 (FASB, 2001a), para a provisão de abandono de ativo, exige a divulgação da descrição dos incrementos de valor, do respectivo ativo e da reconciliação da conta de com toda movimentação ocorrida no período, assim como a existência de ativos restritos para cumprimento da obrigação (CHEWNING JR; MCKIE, 2002).

Em relação ao IFRS, o IFRIC 1 (IFRS, 2010) e IAS 37 (IFRS, 1998), também determinam a inclusão, na reconciliação, do efeito da mudança da taxa de juros e também exigem a informação sobre ativos restritos. O mesmo é válido para o ICPC 12 (CPC, 2009f).

3.5 INFORMAÇÃO POR SEGMENTO

O objetivo desse item é o de apresentar de maneira sucinta aspectos sobre informações por segmento operacional como forma de prover subsídios para a evidenciação por segmento operacional da provisão de abandono de ativo.

As normas contábeis internacionais IFRS, a norte-americana, USGAAP, e a brasileira, CPC determinam a segmentação das demonstrações consolidadas ou individuais de empresas que possuem papéis patrimoniais ou de dívidas negociadas em bolsa de valores.

Como as empresas do setor de petróleo e gás são empresas que atuam globalmente e possuem papéis negociados nos principais mercados de valores do mundo, essas entidades são obrigadas a apresentar as respectivas demonstrações financeiras por segmento operacional.

O objetivo da exigência da segmentação das informações contábeis é ampliar a evidenciação. Iudícibus et al (2010, p. 630) afirmam que “a ideia é que sejam propiciadas aos usuários informações de caráter gerencial, ou seja, informações utilizadas pelos gestores da empresa nas decisões cotidianas.”

O acesso a essas informações pode propiciar aos usuários acesso às mesmas situações dos administradores na tomada de decisões, permitindo aos usuários uma melhor avaliação sobre as opções de investimento numa entidade ou grupo de entidades (IUDÍCIBUS et al., 2010).

As diretrizes para informação por segmento operacional são dadas, na norma internacional pelo IFRS 8 (IFRS, 2006), o que para norma brasileira é equivalente ao CPC 22 (CPC, 2009b), e no padrão contábil USGAAP pela SFAS 131 (FASB, 1997).

A descrição de um segmento operacional dada pela IFRS 8 e pelo CPC 22 (CPC, 2009b) abrange atividades de negócio das quais se obtém receitas ou se incorrem despesas, cujos resultados são alvos de análise crítica de gestores para tomada de decisões e para qual seja possível extrair informação individualizada (IUDÍCIBUS et al., 2010). Já para a Comissão de Valores Mobiliários, segmento operacional “é um componente de uma companhia que está envolvida na produção de bens e serviços, ou grupo desses, sujeito a risco e retornos diferente de outros segmentos” (CVM, 2007).

Tanto o IFRS 8 (IFRS, 2006) quanto o CPC 22 (CPC, 2009b) determinam que uma entidade deve apresentar informações sobre de operações de forma segmentada quando a

receita do segmento operacional proveniente de terceiros ou de outros segmentos da própria entidade igualar ou exceder 10% de todos os rendimentos da entidade, quando em números absolutos os lucros e prejuízos de um segmento operacional sejam 10% ou mais dos lucros ou prejuízos da entidade em números absolutos e quando o total de ativos do segmento representar 10% ou mais de todos os outros segmentos combinados. (MIRZA;ORREL;HOLT, 2008).

De acordo com IFRS 8 (IFRS, 2006) e o CPC 22 (CPC, 2009b), uma entidade deve informar o modelo de identificação do segmento operacional e os respectivos serviços e produtos geradores de receitas, os lucro e prejuízo de cada segmento operacional e receitas e despesas específicas e os respectivos ativos e passivos com as bases de mensuração destes e a reconciliação do total das receitas, lucros e prejuízos, dos ativos e passivos e outros itens relevante do total dos segmentos operacionais.

Assim sendo, a evidenciação aqui proposta para provisão de abandono de ativo precisa ser apresentada também em segmentos para que os usuários da informação contábil tenha um nível mais detalhado de informação.

A norma IFRS 8 (IFRS, 2006) foi promulgada após a assinatura do tratado de convergência entre IASB e o FASB; deste modo, ela está em par com norma norte-americana sobre informação por segmento, SFAS 131 promulgada pelo FASB. (MIRZA;ORREL;HOLT, 2008).

Contudo, há três diferenças entre essas normas. A primeira delas é que, pelo IFRS 8 (IFRS, 2006), o ativo intangível deve ser incluído no rol de ativos apresentados por segmento, enquanto pelo SFAS 131 (FASB, 1997), somente devem ser evidenciados por segmento operacional ativos de longa vida que não podem ser removidos de um segmento para outro facilmente e rapidamente.

A segunda é que IFRS 8 (IFRS, 2006) determina que devam ser evidenciados somente os passivos que são mensurados regularmente como subsídio para o responsável pela tomada de decisões do segmento operacional. O SFAS 131 (FASB, 1997) não apresenta essa exigência.

A terceira diferença é que o SFAS 131 (FASB, 1997) exige a apresentação segmentada por produtos e serviços quando a entidade está organizada em forma de matriz, enquanto o

IFRS 8 (IFRS, 2006) exige que a segmentação esteja em linha com princípio central da entidade.

4 METODOLOGIA DA PESQUISA

Para o desenvolvimento desse estudo, foi aplicado o método de pesquisa descritiva na forma amostra intencional de campo de estudo.

A pesquisa descritiva observa, registra e analisa e correlaciona fatos ou fenômenos (variáveis) sem manipulá-los. Procura descobrir com a maior precisão possível a frequência que um fenômeno ocorre sua relação e conexão com outros, sua natureza e sua característica. (CERVO; BERVIAN; SILVA, 2007, p. 61).

A amostra intencional é a seleção de elementos de uma população que possam ter as características importantes para análise do fenômeno a ser pesquisado. (SANTOS; CANDELORO, 2006)

A amostra intencional de campo de estudo foi composta por três empresas produtoras de petróleo e gás: a Petrobrás, a Chevron e a British Petroleum.

A Petrobrás é a maior companhia de petróleo da América do Sul, a 10ª empresa do ranque Forbes 2000 de 2012 (DECARLO, 2012) e emprega 85.000 pessoas.

A Chevron, em 2012, foi a sexta maior empresa de petróleo do mundo e a 2ª maior empresa de petróleo dos EUA (DECARLO, 2012).

A British Petroleum é a 5ª maior empresa de petróleo do mundo por faturamento, a segunda da Europa. (DECARLO, 2012). Juntas, as três companhias produzem, diariamente, 10,2 milhões de barris de petróleo. (HELMAN, 2013).

A seleção não aleatória dessas três empresas procurou representar de diferentes padrões contábeis (IFRS, USGAAP e CPC) e mercados financeiros diferentes (Europa, EUA e Brasil) para permitir uma comparação dos níveis de evidenciação entre elas. Portanto, foram escolhidas a Chevron (USGAAP), a British Petroleum (IFRS) e a Petrobrás (CPC e USGAAP).

A Petrobrás adota o CPC para as demonstrações financeiras divulgadas no mercado brasileiro e, até 2009 o USGAAP para as demonstrações divulgadas para o mercado de capital norte americano. A partir de 2010, a Petrobrás adotou o IFRS para o SEC que por essa razão não foram analisadas, pois para análise de *compliance* com essa norma foram analisadas as demonstrações financeiras da British Petroleum.

A coleta de dados ocorreu de forma secundária, tendo como fonte as demonstrações financeiras dessas empresas dos anos de 2006 a 2011. No caso da Petrobrás, foram colhidos dados das demonstrações financeiras padrões (DFP) apresentadas à CVM e dos formulários 20-F apresentados à SEC. Os dados da British Petroleum foram coletados das demonstrações financeiras apresentadas ao SEC através do formulário 20-F.

Os dados relativos à Chevron foram coletados das demonstrações financeiras apresentadas ao SEC através do formulário 10-K. Com base nos dados coletados, foram elaborados os quadros 7 a 22, adaptados dos quadros apresentados no estudo de caso de Santos, Silva e Marques (2007). Nesses quadros, estão listados os itens de evidenciação exigidos por cada norma de contabilidade e as informações adicionais.

É importante mencionar que a Petrobrás, no Brasil, adotou a norma contábil CPC a partir de 2008, e que, portanto, entre os anos de 2006 a 2007, a Petrobrás utilizou o SFAS 143 (FASB, 2001a) para mensurar a provisão para abandono de ativos nas demonstrações financeiras apresentadas à CVM, por carência de norma brasileira que tratasse do assunto nesses períodos. Ainda, a Petrobrás, referente ao exercício de 2011, optou por apresentar ao SEC, no formulário 20-F as respectivas demonstrações financeiras em IFRS, conforme facultava a própria SEC.

O primeiro quadro refere-se aos itens de demonstração obrigatória para o CPC, IFRS e US GAAP e o segundo quadro são informações adicionais que Santos, Silva e Marques (2007) escolheram para suas análises e que foram mantidas para esse estudo.

5 ANÁLISE DA PESQUISA

Com base nas demonstrações financeiras das empresas Petrobrás, British Petroleum e Chevron, foram feitas análises de adequações às normas contábeis, CPC, IFRS e USGAAP, cujos resultados seguem apresentados nos item 5.1.

5.1 ANÁLISE DA EVIDENCIAÇÃO DA PROVISÃO DE ABANDONO DE ATIVO

Foi analisada a adequação do nível de evidenciação de provisão para abandono de ativo perante a norma adotada no Brasil (CPC) nos Estados Unidos (USGAAP) e internacional (IFRS). Para tanto, foram utilizadas as normas contábeis da Petrobrás apresentadas a SEC de 2006 a 2009 e da Chevron para análise da adequação dessas empresas sob o padrão contábil USGAAP.

A partir de 2010, a Petrobrás optou por apresentar suas demonstrações contábeis para o SEC (formulário 20-F) com base na norma internacional IFRS, razão pela qual deixou de ser analisada, uma vez que a adequação da evidenciação da provisão de abandono de ativo perante a norma IFRS durante todo o período em estudo se deu pela análise das demonstrações financeiras da British Petroleum.

As demonstrações financeiras da Petrobrás apresentadas para o mercado brasileiro (CVM) têm dois períodos distintos. As demonstrações financeiras apresentadas até o exercício de 2007 foram elaboradas com base no padrão contábil brasileiro vigente à época, enquanto as demonstrações financeiras apresentadas a partir de 2008 foram apresentadas com base na norma contábil brasileira introduzida pela Lei 11.638/07 (CPC).

5.1.1 INFORMAÇÕES OBRIGATÓRIAS

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	Sim	sim	Sim	Sim	n/a	n/a
PETR CVM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim
CHEVRON	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim
BRITISH PETROLEUM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim

QUADRO 6 – Descrição geral das obrigações de baixa

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

A descrição geral tem como objetivo apresentar aos interessados as características das obrigações determinantes da provisão de abandono de ativo. A descrição dos motivos que fazem do abandono uma obrigação, incluindo as premissas utilizadas para a desmontagem dos ativos e as incertezas envolvidas. Todas as empresas descreveram as obrigações de baixa.

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
PETR CVM	n/a	n/a	Não	Não	Não	Não
CHEVRON	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
BRITISH PETROLEUM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim

QUADRO 7 – Cronograma esperado de saídas de caixa- CPC e IFRS

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

Esse cronograma permite aos interessados verificar o perfil de saídas de caixa futuras referentes aos procedimentos de abandono de ativos, dando um panorama dos gastos que a entidade terá para cumprir as obrigações decorrentes de abandono de ativos.

O padrão contábil USGAAP não exige a apresentação do cronograma de gastos com o abandono de ativo. Porém, o CPC e o IFRS exigem tal evidenciação; no entanto, somente a British Petroleum cumpriu tal evidenciação, enquanto a Petrobrás deixou de apresentar tal evidenciação em suas demonstrações financeiras elaboradas com base no padrão contábil brasileiro (CPC).

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	Sim	sim	Sim	Sim	n/a	n/a
PETR CVM	Não	Não	Não	Não	Não	Não
CHEVRON	Não	Não	Não	Não	Não	Não
BRITISH PETROLEUM	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

QUADRO 8 – Existência de ativos restritos- USGAAP

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

Essa informação demonstra se há ativos restritos como forma de garantir o cumprimento das obrigações decorrentes do abandono de ativos.

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	Sim	sim	Sim	Sim	n/a	n/a
PETR CVM	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim
CHEVRON	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim
BRITISH PETROLEUM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim

QUADRO 9 – Reconciliação de valores: passivos incorridos no período- USGAAP, CPC e IFRS

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

Conforme determinação do parágrafo 22 do SFAS 143 (FASB 2001), a reconciliação de valores deve mostrar separadamente as variações nos valores da provisão de abandono de ativos decorrentes de:

- Provisões incorridas no período (quadro 10);
- Provisões realizadas no período (quadro 11);
- Despesas pela ocorrência de juros (quadro 12);
- Revisões no fluxo de caixa esperado (quadro 13)

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	Sim	sim	Sim	Sim	n/a	n/a
PETR CVM	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim
CHEVRON	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim
BRITISH PETROLEUM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim

QUADRO 10 – Reconciliação de valores: passivos quitados no período- USGAAP, CPC e IFRS

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

Nesse subitem devem ser apresentadas as provisões que foram realizadas e quitadas no período. Todas as empresas atenderam a determinação das respectivas normas contábeis, exceto a Petrobrás em suas demonstrações financeiras até 2007 que foram elaboradas com base nas normas contábeis adotadas no Brasil anteriormente a adoção das normas promulgadas pelo CPC.

A partir de 2008, a Petrobrás seguiu o novo padrão contábil brasileiro introduzida pela Lei 11.638/07(BRASIL, 2007). Ainda assim, até 2009, observou-se que a Petrobrás deixou de apresentar, para o mercado brasileiro, a reconciliação de valores, dados esses que dispunha e que informou nas demonstrações financeiras apresentadas no mercado financeiro norte-americano.

E, a partir de 2010, a Petrobrás optou por apresentar suas demonstrações financeiras para a SEC (formulário 20-F) utilizando o padrão contábil IFRS.

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	Sim	sim	Sim	Sim	n/a	n/a
PETR CVM	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim
CHEVRON	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim
BRITISH PETROLEUM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim

QUADRO 11 – Reconciliação de valores: atualização de juros- USGAAP, CPC e IFRS

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

Nesse subitem é informada a atualização referente à taxa de juros descontada do fluxo de caixa.

Todas as empresas também seguiram as determinações das respectivas normas contábeis com exceção das Petrobrás. Em suas demonstrações financeiras apresentadas à CVM dos anos de 2006 a 2007, a Petrobrás adotava as normas contábeis brasileiras anteriores às normas do CPC. A partir de 2008, a Petrobrás passou adotar as determinações do CPC cuja aplicabilidade se deu pela entrada em vigor da Lei 11.638/07.

No entanto, conforme mencionado no item anterior, a Petrobrás não apresentou a reconciliação de valores para o mercado financeiro brasileiro.

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
PETR CVM	n/a	n/a	Não	Não	Sim	Sim
CHEVRON	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
BRITISH PETROLEUM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim

QUADRO 12 – Reconciliação: efeito da mudança na taxa de juros- CPC e IFRS

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

O IFRS e o CPC permitem que as taxas de juros utilizadas para cálculo do valor presente dos fluxos de caixa referente aos gastos de abandono de ativo sejam alteradas para acompanhar as flutuações das taxas de mercado. O USGAAP não admite tais alterações, devendo ser praticada a taxa de desconto inicialmente adotada.

Portanto, a British Petroleum e a Petrobrás (CVM) a partir de 2008 teriam a possibilidade de alterar a taxa de juros utilizada no cálculo do valor justo da provisão para abandono do ativo. No entanto, somente a British Petroleum divulgou tal informação.

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	Sim	sim	Sim	Sim	n/a	n/a
PETR CVM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim
CHEVRON	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim
BRITISH PETROLEUM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim

QUADRO 13 – Reconciliação de valores: revisão de estimativas- IFRS, CPC e IFRS

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

Na reconciliação de valores, devem ser apresentadas as revisões das estimativas em decorrência de fatores tais como alteração do período de vida útil, ou econômica de ativos, decisão de se alterar o prazo de exploração do poço de petróleo, alteração do preço dos componentes de custos do abandono de ativo.

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	Sim	sim	Sim	Sim	n/a	n/a
PETR CVM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim
CHEVRON	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
BRITISH PETROLEUM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim

QUADRO 14 – Indicação das incertezas na determinação da provisão de abandono de ativo - IFRS, CPC e IFRS

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

As incertezas referentes à determinação de abandono de ativo devem ser apresentadas em notas explicativas. Como já discutido nesse estudo, a determinação do valor da provisão de ativo do setor petrolífero é permeado de na qual há o emprego significativo de subjetividade.

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
PETR CVM	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
CHEVRON	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim
BRITISH PETROLEUM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim

QUADRO 15 – Impossibilidade de estimar o valor das obrigações de baixa - IFRS, CPC e USGAAP.

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

No caso da impossibilidade de indeterminação da provisão de abandono de ativo, o fato deve ser apresentado e explicado nas notas às demonstrações contábeis. Tanto na Chevron quanto na British Petroleum, a impossibilidade se refere à divisão de química.

5.1.2 INFORMAÇÕES ADICIONAIS

As informações adicionais analisadas análise foram extraídas do trabalho de Santos (2006) em sua análise do atendimento às normas contábeis brasileiras para fins de divulgação das informações relativas à provisão de abandono de ativo pela Petrobrás entre o ano fiscal de 2003 a 2005. Portanto, não se trata de exigência imposta pelas normas contábeis CPC, IFRS ou USGAAP.

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	Sim	sim	Sim	Sim	n/a	n/a
PETR CVM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim
CHEVRON	Não	Não	Não	Não	Não	Não
BRITISH PETROLEUM	Não	Não	Não	Não	Não	Não

QUADRO 16 – Linha específica no balanço patrimonial

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

Somente a Petrobrás apresentou tal informação em seu balanço patrimonial. As outras duas empresas incluíram o valor da provisão de abandono em linha de provisões, juntamente com outras provisões.

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	Não	Não	Não	Não	n/a	n/a
PETR CVM	Não	Não	Não	Não	Não	Não
CHEVRON	Não	Não	Não	Não	Não	Não
BRITISH PETROLEUM	Não	Não	Não	Não	Não	Não

QUADRO 17 – Linha específica na demonstração do resultado do exercício

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

Nenhuma das empresas apresentou a despesa com provisão de abandono de ativo em linha específica nas respectivas demonstrações do resultado do exercício.

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	Sim	sim	Sim	Sim	n/a	n/a
PETR CVM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim
CHEVRON	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim
BRITISH PETROLEUM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim

QUADRO 18 – Método de estimativa do valor justo

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

Foi informado por todas as empresas em todos os mercados o método de estimativa do valor justo da provisão de abandono de ativo.

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	Não	Não	Não	Não	n/a	n/a
PETR CVM	Não	Não	Não	Não	Não	Não
CHEVRON	Não	Não	Não	Não	Não	Não
BRITISH PETROLEUM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim

QUADRO 19 – Taxa de juros livre de risco

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

O IFRS e o CPC permitem ajustes na taxa de juros utilizada no cálculo do valor justo da provisão de abandono de ativos. Portanto, empresas que adotam uma dessas normas contábeis podem efetuar esses ajustes e aplicarem no cálculo das provisões de abandono de ativo de diversas plataformas de exploração de petróleo e gás. No caso, a Petrobrás (CPC), a partir, de

2008, e a British Petroleum poderiam efetuar tais ajustes; porém, somente a British Petroleum informou a taxa de juros utilizada.

Já a Chevron e a Petrobrás (SEC, até 2009) não podem ajustar as taxas de juros utilizadas no cálculo da provisão de abandono de ativo por seguirem o padrão contábil USGAAP. Desta forma, provisões de abandono de ativo referente a diferentes plataformas de exploração têm taxas distintas entre si, uma vez que foram calculadas em períodos diferentes, ao longo do tempo, onde as condições econômicas e de mercado variam resultando em diferentes taxas de juros.

Essa situação pode inviabilizar a divulgação da taxa de juros utilizada no cálculo da provisão de abandono de ativo, pois o valor justo total da provisão de abandono de ativo será composto de diversas estimativas de gastos no futuro trazidas a valor presente por taxas de juros distintas uma das outras.

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	Não	Não	Não	Não	n/a	n/a
ÃO	Não	Não	Não	Não	Não	Não
CHEVRON	Não	Não	Não	Não	Não	Não
BRITISH PETROLEUM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim

QUADRO 20 – Valor futuro da obrigação

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

Somente a British Petroleum divulgou, em notas explicativas às demonstrações financeiras o valor futuro da obrigação referente aos gastos estimados para abandonando de ativos utilizados na exploração de petróleo e gás. A British Petroleum efetuou a divulgação de 30 anos, sendo que no quinto ano trouxe a valor presente gastos dos próximos 25 anos.

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	Não	Não	Não	Não	n/a	n/a
ÃO	Não	Não	Não	Não	Não	Não
CHEVRON	Não	Não	Não	Não	Não	Não
BRITISH PETROLEUM	Sim	sim	Sim	Sim	Sim	Sim

QUADRO 21 – Prazo do fluxo de caixa

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

A British Petroleum informou o horizonte de desembolso de até 30 anos. As demais empresas omitiram essa informação.

Companhia	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETR SEC	Não	Não	Não	Não	n/a	n/a
ÃO	Não	Não	Não	Não	Não	Não
CHEVRON	Não	Não	Não	Não	Não	Não
BRITISH PETROLEUM	Não	Não	Não	Não	Não	Não

QUADRO 22 – Segregação do custo de abandono entre reservas provadas desenvolvidas e reservas provadas não desenvolvidas

Fonte: Adaptado de Santos, Silva e Marques (2007, p.76)

Nenhuma das empresas segregou os custos de abandono de ativo provisionados entre reservas provadas e não provadas.

5.2 SUGESTÃO DE MODELO DE EVIDENCIAÇÃO

Como uma forma de incrementar a evidenciação da provisão de abandono de ativo, as entidades do setor poderiam apresentar um mapa contendo os componentes de cálculo da provisão de abandono de ativo de ativos que foram alterados durante o período.

Uma forma de compor o valor da provisão de abandono de ativo que permita o usuário da informação visualizar toda a movimentação dos componentes da provisão de abandono de ativo, dando a possibilidade para esses usuários em fazer inferência, comparação com demais empresas do setor econômico e substituições de variáveis as quais entendam ser mais apropriadas.

Desta forma, a utilização dos quadros 20 ou 21 pode promover um aumento na evidenciação do cálculo da provisão de abandono de ativo proporcionando a redução na assimetria da informação e por consequência a redução da possibilidade de gerenciamento de resultados.

Os quadros 20 e 21 foram desenvolvidos considerando as exigências do SFAS 143, mais detalhadamente as orientações contidas nos parágrafos A20 e A21 da referida norma americana (FASB, 2001). Também foram consideradas as determinações do IAS 37 (IFRS, 1998), CPC 25 (CPC, 2009d) e IFRIC 1 (IFRS, 2010), ICPC 12 (CPC, 2009f).

QUADRO 23 - Estrutura de evidencição da provisão de abandono de ativo – IFRS e CPC
 Fonte: Do autor

	2011	Ajuste da Provisão de ARO	Provisão realizada	Ajuste na taxa de inflação	Ajuste na taxa de risco premium	Ajuste da taxa de juros	Ajuste a valor presente	Incorrência de juros	Ganho ou perda na conversão de balanço	2012
Provisão para abandono de ativo										
Mão de obra	380.000,00	138.600,00	- 50.000,00							468.600,00
Aplicação de equipamento e mão de obra indireta	60% 228.000,00	83.160,00	- 30.000,00							281.160,00
Subtotal	608.000,00									
Margem do Contratado	15% 91.200,00	33.264,00	- 4.500,00							119.964,00
Fluxo de caixa esperado	1.307.200,00	255.024,00								1.562.224,00
(+) Ajuste pela Inflação	4% 627.775,33			33.532,54						661.307,87
Subtotal	1.934.975,33									2.223.531,87
Prêmio por risco	5% 96.748,77	-			14.427,83					111.176,59
Fluxo de caixa ajustada pela taxa de risco	2.031.724,10									2.334.708,47
Incorrência de Juros	-							78.331,76		78.331,76
Subtotal	2.031.724,10									2.413.040,23
Ajuste a valor presente	- 1.248.406,50					-491.745,26	346.405,81			- 1.393.745,96
Fluxo de Caixa ajustado a valor presente	783.317,59									930.331,47
Ganho ou perda na conversão de balanço	67.000,00								23.000,00	90.000,00
Total	850.317,59									1.020.331,47
Reservas Provadas Desenvolvidas	102.038,11									153.049,72
Reservas Provadas Desenvolvidas	748.279,48									867.281,75
Contrapartida		Ativo	Despesa	Ativo	Ativo	Ativo	Despesa	Despesa	Despesa	

O quadro 23 é aplicável às empresas que adotam as normas contábeis IFRS ou a CPC, já que essas normas permitem a manipulação da taxa de juros de cálculo do fluxo de caixa esperado da provisão.

No caso de entidades que adotem o USGAAP, o quadro 22 é mais apropriado, já que a norma norte-americana não permite a mudança da taxa de juros do fluxo de caixa esperado dos valores referentes ao desmantelamento de ativos de longo prazo.

QUADRO 24- Estrutura de evidenciación da provisão de abandono de ativo – USGAAP
 Fonte: Do autor

		2011	Ajuste da Provisão de ARO	Provisão realizada	Ajuste na taxa de inflação	Ajuste na taxa de risco premium	Ajuste a valor presente	Incorrência de juros	Ganho ou perda na conversão de balanço	2012
Provisão para abandono de ativo										
Mão de obra		380.000,00	138.600,00	- 50.000,00						468.600,00
			83.160,00	- 30.000,00						281.160,00
Aplicação de equipamento e mão de obra indireta	60%	228.000,00								
Subtotal		608.000,00								
Margem do Contratado	15%	91.200,00	33.264,00	- 4.500,00						119.964,00
Fluxo de caixa esperado		1.307.200,00	255.024,00							1.562.224,00
(+) Ajuste pela Inflação	4%	627.775,33			33.532,54					661.307,87
Subtotal		1.934.975,33								2.223.531,87
Prêmio por risco	5%	96.748,77	-			14.427,83				111.176,59
Fluxo de caixa ajustada pela taxa de risco		2.031.724,10								2.334.708,47
Incorrência de Juros		-						78.331,76		78.331,76
Subtotal		2.031.724,10								2.413.040,23
Ajuste a valor presente		- 1.248.406,50					346.405,81			- 1.393.745,96
Fluxo de Caixa ajustado a valor presente		783.317,59								930.331,47
Ganho ou perda na conversão de balanço		67.000,00							23.000,00	90.000,00
Total		850.317,59								1.020.331,47
Reservas Provadas Desenvolvidas		102.038,11								153.049,72
Reservas Provadas Desenvolvidas		748.279,48								867.281,75
Contrapartida			Ativo	Despesa	Ativo	Ativo	Despesa	Despesa	Despesa	

5.2.1 DEMONSTRATIVO DA PROVISÃO DE ABANDONO DE ATIVO

a. Mão de obra (linha)

Nesse campo devem ser incluídos os gastos de mão de obra assumindo sempre como se a mão de obra empregada fosse contratada de terceiros, ainda que seja futuramente aplicada mão de obra própria da entidade.

b. Aplicação de equipamento e mão de obra indireta (linhas)

Nesses campos os gastos referentes à aplicação de equipamentos tais como arrendamento mercantil, aluguéis bem como os gastos com o pessoal de supervisão e administração da operação de desmontagem de ativos;

c. Margem de lucro do contratado (linha)

Para fins de cálculo da provisão para abandono de ativo é necessário incluir na provisão a margem de lucro da empresa contratada no cálculo da provisão de abandono de ativo como se o trabalho de retirada fosse executado por empresa contratada.

d. Ajuste pela inflação (linha e coluna)

Deve ser computado no valor da provisão de abandono do ativo de longo prazo o valor correspondente à inflação projetada para o período do fluxo de caixa, período esse que se encerra com o início das atividades de retirada desse ativo.

e. *Prêmio por risco (linha coluna)*

Prêmio por risco corresponde ao valor exigido pelo contratado por ficar vinculado a um contratado cuja prestação de serviços ocorrerá no futuro de longo prazo. Esse risco corresponde às incertezas do mercado que possam reduzir os ganhos da entidade contratada.

f. *Ocorrência de juros (linha e coluna)*

Nesse campo deve ser informado o valor da despesa com juros incorrido com o passar do período. Esse valor corresponde ao reconhecimento da despesa anual de juros pela redução do período remanescente até a retirada do ativo imobilizado.

g. *Ajuste a valor presente (linha e coluna)*

O valor do fluxo de caixa esperado deve ser ajustado a valor presente, conforme as regras de cálculo do fluxo de caixa esperado determinado pelo SFAC 7 (FASB, 2008).

h. *Ganho ou perda na conversão de balanço (linha e coluna)*

O ganho ou perda decorrente da conversão das provisões de abandono de ativo de longo prazo para moeda de apresentação deve ser informado nesse campo.

i. *Reservas provadas e reservas provadas desenvolvidas (linha)*

Como melhor forma de evidenciação, o valor da provisão pode ser demonstrado separadamente a que se refere a reservas provadas e a reservas provadas desenvolvidas.

j. Contrapartida

Nesse campo deve ser informada a contrapartida dos lançamentos efetuados em conta de provisão de abandono de ativo. Serve para indicar o usuário quais lançamentos terão impactos diretamente em conta de resultado no presente e aqueles que gerarão impactos nos lucros ou nas perdas futuramente.

k. Ajuste na provisão de Asset Retirement Obligation (coluna)

Nessa coluna, devem ser incluídos os aumentos ou diminuições da provisão de abandono de ativo decorrente de revisões dos valores dos componentes dessa revisão. Assim o usuário seria informado das revisões ocorridas nos valores da provisão de abandono de ativo.

l. Provisão para Asset Retirement Obligation- abandono de retirada de ativo realizada (coluna)

Nessa coluna, devem ser informadas as provisões de abandono de ativo realizadas por decorrência do desmantelamento do ativo dos ativos de longa duração.

m. Ajuste na taxa de juros (coluna)

Essa coluna deve apresentar o valor de alteração da provisão de abandono de ativo decorrente da mudança da premissa de taxa de juros adotada pela entidade no cálculo do valor presente do fluxo de caixa esperado da provisão.

Essa coluna deve ser apresentada por entidades que adotem as normas contábeis IFRS ou o CPC, pois estas permitem ajustes anuais nessas taxas de juros, enquanto a norma norte-americana, USGAAP, não permite tal ajuste. Notas explicativas às demonstrações financeiras- *Asset Retirement Obligation*.

n. Notas explicativas às demonstrações contábeis

As notas explicativas teriam, portanto, papel complementar o quadro apresentada acima. Nas notas explicativas podem ser informados a descrição geral das obrigações de baixa, as taxas de inflação, as taxas de prêmio de risco, as taxas de juros aplicadas nos cálculos, incertezas relacionadas a saídas de caixa, método de estimativa de valor justo do valor presente do fluxo de caixa e valor futuro da obrigação. Esse conjunto de informações contábeis pode prover um maior entendimento por parte dos usuários dos componentes utilizados na mensuração da provisão de abandono de ativo, permitindo a análise dos valores apresentados, bem como o questionamento das premissas adotadas. Pelo outro lado, os administradores teriam um menor espaço para manipulação dos dados reduzindo, no que se refere à provisão de abandono de ativo, o gerenciamento de resultados.

6 RESULTADOS DA PESQUISA

Conforme observado nos quadros 6 ao 22 há importantes diferenças no nível de evidenciação entre as empresas. Primeiramente, observa-se que ainda que a Petrobrás S/A tenha aplicado no Brasil a norma americana SFAS 143 (FASB, 2001a) para provisão de abandono de ativo dos anos de 2006 a 2007, o nível de evidenciação das demonstrações financeiras da Petrobrás apresentadas para SEC são melhores dos que das demonstrações financeiras apresentadas para a CVM.

A diferença mais relevante é a de que as demonstrações financeiras brasileiras da Petrobrás não apresentam a reconciliação da conta que a Petrobrás apresentou nas notas explicativas das demonstrações financeiras apresentadas à SEC, mesmo em 2009, ano da publicação do CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes, Ativos Contingentes (CPC, 2009d).

Ainda, mesmo com a adoção do CPC, a melhoria no nível de evidenciação das demonstrações financeiras brasileiras da Petrobrás somente ocorreu em 2010, igualando-se ao nível que a Petrobrás já vinha apresentando nos Estados Unidos. A Chevron também evidenciou o mínimo necessário, incluindo também as informações em linha específica para provisão com abandono de ativo no balanço patrimonial.

O nível de divulgação sobre a mensuração da provisão de abandono de ativo ficou no mesmo nível que os apresentados nos relatório 20-F da Petrobrás; ou seja, o nível ficou adequado ao nível mínimo exigido. Em relação à Chevron, não houve qualquer evolução ao longo do período analisado.

A British Petroleum teve o melhor nível de evidenciação de todas as empresas analisadas. Foi a única que apresentou, em notas explicativas, o fluxo de caixa referente aos gastos com abandono de ativo detalhadamente para os próximos cinco anos, incluindo os gastos esperados até o trigésimo ano no último ano do quadro demonstrativo.

Adicionalmente, a British Petroleum informou prazo esperado para desativação dos ativos (30 anos). Ainda, a British Petroleum também foi a única a divulgar a taxa de juros de desconto utilizada para o ajuste a valor presente da provisão com abandono de ativo.

Conforme as demonstrações financeiras da British Petroleum (2006 a 2010), nos anos de 2006 a 2008, a British Petroleum utilizou a taxa de 2% aa.; em 2009 e 2010 as taxas utilizadas foram de 1,75% e 1,5% respectivamente.

Essa divulgação adicional em relação às demais pode ser explicada pelo fato de que o padrão contábil IFRS permite a British Petroleum ajustar suas taxas de juros, diferentemente do que ocorre com o padrão contábil USGAAP, o que poderia levar a não divulgação dessas taxas por parte da Petrobrás (SEC) e Chevron, uma vez que a provisão de abandono de ativo efetuada em períodos diferentes teria taxa de juros diferentes entre si.

Esse fato, porém, não explica a ausência dessa informação por parte da Petrobrás (CVM), uma vez que esta segue o padrão contábil do CPC, a partir de 2009, que é similar ao IFRS na exigência do nível de evidenciação para provisão de abandono de ativo e tratamento dos juros utilizado no cálculo do valor presente da provisão de abandono de ativo.

No entanto, ainda que no caso da Petrobrás (SEC) e da Chevron que não haja possibilidade de alteração de taxas de desconto, a divulgação da taxa de desconto e do fluxo de caixa esperado para provisão de abandono de ativo é de suma importância para os usuários das informações financeiras.

Com a informação sobre a taxa de desconto os permitiriam a eles fazer comparativos entre diferentes empresas do setor, estimar o montante que está sendo previsto de gasto ao longo do tempo, por essas companhias, com abandono de ativo. O único fator negativo para a British Petroleum foi ausência de linha destacada tanto no balanço patrimonial como na demonstração do resultado do exercício para provisão de abandono de ativo.

Finalmente, nenhuma das empresas analisadas identificou quais foram as bases técnicas efetuadas para cálculo dos gastos futuros com abandono de ativos. Conforme apresentado nesse trabalho, remoção de ativos pode ser feitas de maneiras diferentes e cada maneira tem um custo diferenciado, como por exemplo, a remoção parcial ou integral da plataforma.

O tipo e localização das plataformas de petróleo também influenciam no cálculo; plataformas marítimas fixas exigem mais recursos para desmontagem que as plataformas móveis ou ainda que as terrestres. Assim, como forma de elevar o nível de divulgação, essas empresas poderiam informar em quais bases técnicas os cálculos foram efetuados.

É esperado que com maior nível de evidenciação, o nível de assimetria da informação tende a reduzir. Agentes e usuários passam a ter mais informações em comum disponíveis.

Com maior grau de evidenciação de informação, os agentes e suas decisões ficam vinculados às informações prestadas, sendo necessário um maior critério na decisão por mudanças em premissas que possam impactar os resultados da companhia, podendo vir a ser objeto de questionamentos pelo mercado.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Para conclusão desse trabalho foi aplicado o método de pesquisa descritiva na forma de estudo de caso. O estudo de caso teve como delimitação as empresas integradas produtoras de petróleo e gás.

Desse mercado, foram selecionadas, não aleatoriamente, três empresas representativas de diferentes regiões que adotam padrões contábeis diferentes (IFRS, USGAAP e CPC) para permitir uma comparação dos níveis de evidenciação entre elas e sugerir um modelo de evidenciação de provisão de abandono de ativo mais completo adequado a cada norma contábil analisada com o fim de reduzir as discrepâncias no nível de evidenciação entre as empresas do setor de petróleo e gás.

Com base no trabalho realizado, foi observada existência de diferença entre o nível de evidenciação entre as demonstrações financeiras da Petrobrás apresentadas no mercado brasileiro e no mercado norte-americano, mais desenvolvido.

As demonstrações financeiras da Petrobrás elaboradas com base no padrão contábil adotado no Brasil, principalmente referente aos exercícios anteriores a 2008, têm um nível de evidenciação menor do que das demonstrações contábeis da Petrobrás apresentados para o SEC. Mesmo após 2008, as demonstrações financeiras apresentadas pela Petrobrás com base no padrão contábil do CPC, apresentaram nível de evidenciação inferior ao da British Petroleum, que segue o padrão contábil IFRS.

Comparando as demonstrações financeiras da Petrobrás apresentadas para o SEC até o ano de 2009 (último ano em que a Petrobrás elaborou suas demonstrações em USGAAP) com as demonstrações financeiras da Chevron também em USGAAP, foi observado que houve uma paridade no nível de evidenciação entre essas duas companhias.

A estrutura sugerida de divulgação da provisão de abandono do ativo pretende ampliar e padronizar o nível de evidenciação entre empresas ainda que não adotem o mesmo padrão contábil. Assim, companhias teriam um nível similar de evidenciação da provisão de abandono de ativo, permitindo uma melhor análise individual e comparativa dessas organizações. As diferenças na evidenciação empresas do setor de petróleo e gás seriam

resultantes basicamente das orientações da cada norma em relação à determinação da provisão de abandono de ativo e da respectiva divulgação.

Acredita-se que esse estudo venha contribuir com uma melhoria no nível de evidenciação da provisão de abandono de ativo possibilitando a redução na assimetria da informação e numa melhora na comparabilidade das demonstrações financeiras entre empresas do mesmo setor econômico, no caso empresas integradas do setor de petróleo e gás.

As limitações desse trabalho resultam do fato de as análises apresentadas para uma empresa para cada padrão contábil podem não representar as demais empresas do setor que adotem ou não o mesmo padrão contábil.

Adicionalmente, o estudo foi limitado à análise de empresas integradas o setor de petróleo e gás somente. No entanto, essa limitação não minimiza a adoção da estrutura de evidenciação sugerida, já que a mesma amplia o conteúdo de informação e auxilia na padronização da divulgação da determinação da provisão de abandono de ativo visando reduzir discrepâncias no nível de informação entre empresas do setor de petróleo e gás e a assimetria da informação.

Como pesquisas futuras, sugere-se análise de evidenciação de provisão de abandono de ativo para um grupo maior de empresas do setor de petróleo e gás integrados e independentes.

Também, podem ser desenvolvidos estudos sobre a qualidade da evidenciação de empresas de outros setores econômicos nos quais a provisão de abandono de ativo seja relevante no processo de exploração da respectiva atividade econômica, com o objetivo de avanço na qualidade da informação contábil.

REFERÊNCIAS

ABOODY, D. Recognition versus disclosure in the oil and gas industry. **Journal of Accounting Research**, Chicago, v. 34, p. 21-32, 1996.

_____; RASZNIK, R. CEO stock option awards and timing of corporate voluntary disclosures. **Journal of Accounting and Economics**, Amsterdam, v. 29, p. 73-100, May 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO (Brasil). **Portaria n. 114**, de 25 de julho de 2001. Dispões sobre regulamento técnico que define os procedimentos a serem adotados na devolução de áreas de concessão na SFASe de exploração. Disponível em: <<http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>>. Acesso em: 26 maio 2011.

AKERLOF, G. A. The market of “lemons”: quality uncertainty and the market mechanism. **The Quarterly Journal of Economics**, Boston, v. 84, n. 3, p. 488-500, Aug. 1970. Disponível em: <<http://links.jstor.org/sici?sici=0033-5533%28197008%2984%3A3%3C488%3ATMF%22QU%3E2.0.CO%3B2-6>>. Acesso em: 12 dez. 2011.

BALL, R.; BROWN, P. An empirical evaluation of accounting income numbers. **Journal of Accounting Research**, Chicago, v. 6, n. 2, p. 159-178, Autumn:1968. Disponível em: <<http://www.eco.sdu.edu.cn/jrtzx../uploadfile/pdf/empiricalfinance/27.pdf>>. Acesso em: 02 out .2011.

BARTH, M. E. Including estimates of the future in today’s financial statements. **Accounting Horizons**, Sarasota, v. 20, n. 3, p. 271-285, Sept. 2006.

BAUMAN, F. P.; SHAW, K. W. Stock option compensation the likelihood of meeting analysts' quarterly earnings targets. **Review of Quantitative Finance Accounting**, Boston, v. 26, p. 301-319, 2006.

BLOOMFIELD, R. J.; NELSON, M. W.; SMITH, S. D. Feedback loops, fair value accounting and correlated investments. **Review of Accounting Studies**, Boston, v. 11, p. 377-416, June 2006.

BM&F BOVESPA. **Informe técnico**: valor de mercado por setor de atividade. São Paulo, janeiro 2012a. Disponível em: <<http://www.bmfbovespa.com.br/shared/IframeHotSiteBarraCanal.aspx?altura=900&idioma=pt-br&url=www.bmfbovespa.com.br/informe/default.asp>>. Acesso em: 20 fev. 2012.

_____. **Informe técnico**: ações mais negociadas – lote padrão. São Paulo, janeiro 2012b. Disponível: <<http://www.bmfbovespa.com.br/shared/IframeHotSiteBarraCanal.aspx?altura=900&idioma=pt-br&url=www.bmfbovespa.com.br/informe/default.asp>>. Acesso em: 20 fev. 2012.

_____. **Lei n. 11.638**, de 28 de dezembro de 2007. Altera e revoga dispositivos da Lei no 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e da Lei no 6.385, de 7 de dezembro de 1976, e estende às

sociedades de grande porte disposições relativas à elaboração e divulgação de demonstrações financeiras. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/lei/111638.htm>. Acesso em: 25 out. 2011.

BROWN, S.; HILLEGEIST, S. A. How disclosure quality affects the level of information. **Review of Accounting Studies**, Boston, v. 12, p. 443-477, Apr. 2007.

CASCINI, K.; DELFAVERO, A. An evaluation of the implementation of fair value accounting: impact on financial reporting. **Journal of Business & Economics Research**, Littleton, v. 9, n. 1, p. 1-16, Jan. 2011.

CERVO, L.; BERVIAN, P. A.; SILVA, R. **Metodologia científica**. 6. ed. São Paulo: Pearson, 2007.

CHEN, C. **Earnings management, earnings manipulations: evidence from Taiwanese corporations**. [2010?], Providence University. Disponível em: <http://scholar.googleusercontent.com/scholar?q=cache:QSzKI7asQPUJ:scholar.google.com/+Earnings+management,+earnings+manipulations:+evidence+from+Taiwanese+corporations&hl=pt-BR&as_sdt=0,5&as_vis=1>. Acesso em: 20 mar. 2012.

CHEN, K. C. W.; CHEN, Z.; WEI, K. C. J. **Disclosure, corporate governance, and cost of equity capital in emerging markets**. 2004. 46 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Ciências Contábeis) – Singapore Management University- School of Accountancy, 2004

CHEWNING JR., E. G.; MCKIE, A. Accounting for asset retirement obligation. **The CPA Journal**, New York, v. 72, n. 5, p. 56-58, May 2002.

CLARKSON, G.; JACOBSEN, T. E.; BATCHELLER, A. L. Information asymmetry and information sharing. **Government Information Quartely**, [S. l.], v. 24, p. 827-839, 2007. Disponível em: <www.sciencedirect.com>. Acesso em: 02 out. 2011.

CNN MONEY. **Global 500**. Cable News Network, 2011. Disponível em: <<http://money.cnn.com/magazines/fortune/global500/2011/>>. Acesso em: 21 fev. 2012.

CORMIER, D. et al. Corporate governance and information asymmetry between managers and investors. **Corporate Governance Emerald Group**, Bradford, v. 10, n. 5, p. 574-589, 2010.

COMITÊ DE PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS – CPC. **CPC 00**: pronunciamento conceitual básico (R1): estruturação conceitual para elaboração e divulgação de relatório contábil-financeiro. 2011a. Disponível em: <http://www.cpc.org.br/pdf/CPC00_R1.pdf>. Acesso em: 12 set. 2012.

_____. **CPC 22**: informações por segmento. Brasília, 2009a. Disponível em: <<http://www.cpc.org.br/pdf/CPC%2022.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2012.

_____. **CPC 25**: provisões, passivos contingentes e ativos contingentes. Brasília, 2009b. Disponível em: <http://www.cpc.org.br/pdf/CPC_25_Termodeaprovacao.pdf> Acesso em: 02 out. 2011.

_____. **CPC 26 (R1)**: apresentação das demonstrações contábeis, Brasília, 2011b. Disponível em: <http://www.cpc.org.br/pdf/CPC26_R1.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2012.

_____. **CPC 34**: exploração e avaliação de recursos minerais, Brasília, 2009c. Disponível em: <<http://www.cpc.org.br/pdf/CPC34.pdf>>. Acesso em 15 jun. 2012.

_____. **ICPC 12**: mudanças em passivos por desativação, restauração e outros passivos similares. Brasília, 2009d. Disponível em: <http://www.cpc.org.br/pdf/ICPC_12.pdf>. Acesso em: 27 maio 2011.

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS - CVM. **Ofício-circular CVM/SNC/SEP nº01/2007**, de 14 de fevereiro de 2007. Dispões sobre orientação sobre normas contábeis pelas companhias abertas. Disponível em: <http://www.cvm.gov.br/port/atos/oficios/OFICIO-CIRCULAR-CVM-SNC-SEP-01_2007.asp>. Acesso em: 25 jun. 2012.

DECARLO, S. **Global 2000 leading companies**: the world's biggest public companies.2012. Disponível em: <http://www.forbes.com/global2000/#p_2_s_a0_Oil%20&%20Gas%20Operations_All%20countries_All%20states_>. Acesso em: 20 maio 2012.

DEFOND, M. L.; JIAMBALVO, L. Debt covenant violation and manipulation accruals. **Journal of Accounting and Economics**, Amsterdam, v. 17, n. 1-2, p. 145-176, May 1994.

DICHEV, I. D.; SKINNER, D. J. Large-sample evidence on the debt covenants hypothesis. **Journal of Accounting Research**, Chicago, v. 40, n. 4, p. 1091-1123, Sept. 2002.

DOMINGUES, J. C. A. **Perda no valor recuperável em ativos de produção de petróleo e gás**. 2009. 151 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) - Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2009.

EPSTEIN, B. J.; NACH, R.; BRAGG, S. M. **GAAP 2009**: interpretation and application of generally accepted accounting principles. Somerset: Wiley, 2008.

ESQUIVEL, O.; GORNIK-TOMASZEWSKI, S. Fair value measurements in *impairment* testing: how SFAS No. 157 increases consistency and comparability. **Review of Business**, Jamaica, United States of America, v. 27, n. 4, p. 19-24, 2007.

EXAME MELHORES E MAIORES: as 1000 maiores empresas do Brasil. São Paulo: Abril, Jul. 2011.

FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS BOARD - FASB. Interpretation n. 47: accounting for conditional asset retirement obligations. **Financial Accounting Series**, Norwalk, n. 266-B, Mar. 2005. Disponível em: <<http://www.FASB.org/cs/BlobServer?blobcol=urldata&blobtable=MungoBlobs&blobkey=id&blobwhere=1175820929855&blobheader=application%2Fpdf>>. Acesso em: 12 nov. 2011.

_____. **Statement of Financial Concept N°6**: Elements of financial statements of business enterprises. Norwalk, 2008. Disponível em: <<http://www.fasb.org/cs/BlobServer?blobkey=id&blobnocache=true&blobwhere=117582090>>

1044&blobheader=application%2Fpdf&blobcol=urldata&blobtable=MungoBlobs>. Acesso em: 13 nov. 2011.

_____. **Statement of financial accounting concept n° 7**: using cashing flow information and present value in accounting measurements. Norwalk, 2000 Disponível em: <<http://www.FASB.org/cs/BlobServer?blobcol=urldata&blobtable=MungoBlobs&blobkey=id&blobwhere=1175820900214&blobheader=application%2Fpdf>>. Acesso em: 12 nov. 2011.

_____. **Statement of financial accounting standards SFAS 19**: financial accounting and reporting by oil and gas producing companies. Norwalk, Dec. 1977. Disponível em: <<http://www.FASB.org/cs/BlobServer?blobcol=urldata&blobtable=MungoBlobs&blobkey=id&blobwhere=1175820904922&blobheader=application%2Fpdf>>. Acesso em: 05 maio 2012.

_____. **Statement of financial accounting standards SFAS 131**: disclosure about segment of an enterprise and related information. Norwalk, June 1997. Disponível em: <<http://www.FASB.org/cs/BlobServer?blobcol=urldata&blobtable=MungoBlobs&blobkey=id&blobwhere=1175820923368&blobheader=application%2Fpdf>>. Acesso em: 10 maio 2012.

_____. **Statement of financial accounting standards SFAS 143**: accounting for asset retirement obligations. Norwalk, June 2001a. Disponível em: <<http://www.FASB.org/cs/BlobServer?blobcol=urldata&blobtable=MungoBlobs&blobkey=id&blobwhere=1175820921201&blobheader=application%2Fpdf>>. Acesso em: 05 maio 2012.

_____. **Statement of financial accounting standards SFAS 144**: accounting for the impairment or disposal of long-lived asset. Norwalk, Aug. 2001b. Disponível em: <<http://www.fasb.org/cs/BlobServer?blobkey=id&blobnocache=true&blobwhere=1175820919292&blobheader=application%2Fpdf&blobcol=urldata&blobtable=MungoBlobs>>. Acesso em: 08 jul 2011.

_____. **Statement of financial accounting standards SFAS 157**: fair value measurements. Norwalk, 2006. Disponível em: <<http://www.fasb.org/cs/BlobServer?blobkey=id&blobnocache=true&blobwhere=1175823288587&blobheader=application%2Fpdf&blobcol=urldata&blobtable=MungoBlobs>>. Acesso em: 23 maio 2012.

FELLET, J. **Por pouco o Brasil passa a Grã-Bretanha e se torna a 6ª economia global**. 2012. Disponível em: <http://www.bbc.co.uk/portuguese/noticias/2012/03/120306_brasil_pib_jf.shtml>. Acesso em: 15 set. 2012.

FILOMIA-AKTAS, L. The fair value measurement statement and its impact on organizations. **Corporate Finance Review**, New York, v. 12, n. 2, p. 34-39, Sept./Oct. 2007.

FRANCIS, J. R.; KHURANA, I. K.; PEREIRA, R. Disclosure, incentives and effects of costs of capital around the world. **The Accounting Review**, Sarasota, v. 80, n. 4, p. 1125-1162, Oct. 2005.

GUINN, R. E., SCHROEDER, R. G., SEVIN, S. K. Accounting for asset retirement obligations: understanding financial statement impact. **The CPA Journal**, New York, v. 75, n. 12, p. 30-36, Dec. 2005.

HEALY, P. M.; HUTTON, A. P.; PALEPU, K. G. Stock performance and intermediation changes surrounding sustained increases in disclosure. **Contemporary Accounting Research**, Vancouver, v. 16, n. 3, p. 485-520, Fall 1999.

_____. WAHLEN, J. M. A review of the earnings management literature and its implications for standard setting. **Accounting Horizons**, Sarasota, v. 13, n. 4, p. 365-383, Dec. 1999.

HELMAN, C. **The world's 25 biggest oil companies**. 2013. Disponível em: <<http://www.forbes.com/pictures/mef45glfe/not-just-the-usual-suspects-2/>>. Acesso em: 20 jul. 2013.

HENDRIKSEN, E. S.; VANBREDA, M. F. **Accounting theory**. 5th ed. Chicago: Mc Graw-Hill, 1992.

HUNTON, J.; LIBBY, R; MAZZA, C. L. Financial reporting transparency and earnings management. **The Accounting Review**, Sarasota, v. 81, n. 1, p. 135-157, Jan. 2006.

HYNE, N. J. **Non technical guide to petroleum geology exploration, drilling and production**. 2nd ed. Tulsa: Penn Well, 2001.

IFRS FOUNDATION. **The conceptual framework for financial reporting**. Londres, 2010a. Disponível em: <<http://eifrs.ifrs.org/eifrs/bnstandards/en/2012/framework.pdf>>. Acesso em: 23 set. 2011.

_____. **IAS 8: accounting policies, changes in accounting estimates and errors**. Londres, 2003a. Disponível em: <<http://eifrs.ifrs.org/eifrs/bnstandards/en/2012/ias8.pdf>>. Acesso em: 25 Sept. 2011.

_____. **IAS 16: property, plant and equipment**. Londres, 2003b. Disponível em: <<http://eifrs.ifrs.org/eifrs/bnstandards/en/2012/ias16.pdf>>. Acesso em: 02 out. 2011.

_____. **IAS 36: impairment of assets**. Londres, 2008. Disponível em: <<http://eifrs.ifrs.org/eifrs/bnstandards/en/2012/ias36.pdf>>. Acesso em: 25 abr. 2011.

_____. **IAS 37: provision, contingent liabilities and asset liabilities**. Londres, 1998. Disponível em: <<http://eifrs.iasb.org/eifrs/bnstandards/en/ias37.pdf>>. Acesso em: 25 maio 2011.

_____. **IAS 38: intangible assets**. Londres, 2004a. Disponível em: <<http://eifrs.ifrs.org/eifrs/bnstandards/en/2012/ias38.pdf>>. Acesso em: 26 set. 2011.

_____. **IFRIC Interpretation 1: changes in decommissioning restoration and similar liabilities**. Londres, 2010. Disponível em: <<http://eifrs.iasb.org/eifrs/bnstandards/en/ifric1.pdf>>. Acesso em: 25 maio 2011.

_____. **IFRS 6: exploration for and evaluation of mineral resources.** Londres, 2004b. Disponível em: <<http://eifrs.ifrs.org/eifrs/bnstandards/en/2012/ifrs6.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2011.

_____. **IFRS 8: operating segment.** 2006. Disponível em: <<http://eifrs.ifrs.org/eifrs/bnstandards/en/2012/ifrs8.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2012.

_____. **IFRS 13: fair value measurement.** Londres, 2011. Disponível em: <<http://eifrs.ifrs.org/eifrs/bnstandards/en/2012/ifrs13.pdf>>. Acesso em: 28 abr. 2012.

IUDÍCIBUS, S. **Teoria da contabilidade.** 9. ed. São Paulo: Atlas, 2009

_____ et al. **Manual de contabilidade societária.** São Paulo: Atlas, 2010.

JENSEN, M. C.; MECKLING, W. H. Theory of the firm: managerial behavior, agency costs and ownership structure, **Journal of Financial Economics**, Cambridge, v. 3, n. 4, p. 305-360, Oct. 1976. Disponível em: <<http://papers.ssrn.com/abstract=94043>>. Acesso em: 30 maio 2011.

JORDAN, C. E.; CLARK, S. J. Big bath earnings management: the case of goodwill *impairment* under SFAS No. 142. **Journal of Applied Business Research**, [S. l.], v. 20, n. 2, p. 63-70, 2004.

KABIR, M. H. Positive accounting theory and science. **JCC- Journal of Centrum Cathedra**, Lima, v. 3, n. 2, p. 136-149, 2010.

KAISER, M. J. FASB 143 rules will change decommission liability. **Oil & Gas Journal**, Tulsa, v. 103, n. 10, p. 43-49, 2005.

_____. A primer on decommissioning cost estimation in the Gulf of Mexico. **Cost Engineering**, Morgantown, v. 48, n. 4, p. 24, Apr. 2006.

KUEPPER, J. **The world's largest natural gas producers.** Mar. 2013. Disponível em: <<http://commodityhq.com/2013/the-worlds-largest-natural-gas-producers/>>. Acesso em: 02 jun. 2013.

LUCZYNSKY, E. **Os condicionantes para o abandono das plataformas de petróleo offshore após o encerramento da produção.** 2002. 220 f. Tese (Doutorado em Energia)-Programa Interunidades de Pós-graduação, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

MARION, J.C. **Teoria da contabilidade.** Campinas: Alínea, 2010.

MAZZA, C.; HUNTON, J. E.; MCEWEN, R. A. **The relevance and unintended consequence of fair value measurements for asset retirement obligations: experimental evidence from financial executives and financial analysts.** New York, [2008?]. Disponível em: <http://www.fordham.edu/academics/colleges__graduate_s/undergraduate_colleg/college_of_business_/academics/faculty/working_paper_series/pdfs/MAZZA_8-21-06.pdf>. Acesso em: 28 fev 2011.

MEYER, M. et al. Political costs and accounting method choice: the pharmaceutical industry. **The Mid- Atlantic Journal of Business**, South Orange, v. 36, n. 4, p. 193-215, Dec. 2000.

MIRZA, A. A; ORREL, M.; HOLT, G. J. **IFRS: practical implementation**. 2nd ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2008.

MURRAY, D. What are the essentials of liability? **Accounting Horizons**, Sarasota, v. 24, n. 4, p. 623-633, Dec. 2010.

NASCIMENTO, A. M.; REGINATO, L. Divulgação da informação contábil, governança corporativa e controle organizacional: uma relação necessária. **Revista Universo Contábil**, Blumenau, v. 4, n. 3, p. 25-47, jul./set. 2008.

NIYAMA, J. K.; SILVA, C. A. T. **Teoria da contabilidade**. São Paulo: Atlas, 2009.

ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES - OPEC. **Annual Statistics Bulletin**: 2010/2011. Viena, 2011. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2010_2011.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2012.

POWER, M. Fair value accounting, financial economics and the transformations of reality. **Accounting and Business Research**, Abingdon, v. 40, n. 3, p. 197-210, 2010.

RACHOVICH, D. **World's top 21 natural gas producers, 2005-2010—BP**. Petroleum Insights. Jun, 2011. Disponível em: <<http://petroleuminsights.blogspot.com.br/2011/06/worlds-top-21-natural-gas-producers.html#.UjuGJaS5djo>> Acesso em: 20 set. 2012.

RIBEIRO, O. M. **Contabilidade avançada**. 3. ed. São Paulo: Saraiva, 2012.

RICHARDSON, V. J. Information asymmetry and earnings management: some evidence. **Review of Quantitative Finance and Accounting**, Amsterdam, v.15, n. 4, p. 325-347, 2000. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=83868> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.83868>>. Acesso em: 20 maio 2012.

RODRIGUES, A.; SILVA, C. E. **Contabilidade de petróleo e gás**. São Paulo: Cengage Learning, 2012.

SANTOS, O. M. **Tratamento contábil das obrigações de baixa de ativos de longa duração: uma aplicação em empresas petrolíferas**. 2006. 228 f. Dissertação (Pós-Graduação em Ciências Contábeis) - Universidade Federal do Rio de Janeiro- UFRJ, Rio de Janeiro, 2006.

_____; SILVA, P. D. A.; MARQUES, J. A. V. C. O custo de abandono das empresas petrolíferas. **Revista Cont. Fin. – USP**, São Paulo, n. 41, p. 56-71, maio/ago. 2006.

_____; _____. Tratamento contábil do custo de abandono: uma aplicação em empresas petrolíferas. **Revista Contabilidade Vista e Revista**, São Paulo, v. 18, n. 3, p. 59-79, jul./set. 2007.

SANTOS, V.; CANDELORO, R. J. **Trabalhos acadêmicos: uma orientação para pesquisa e normas técnicas**. Porto Alegre: Age, 2006.

SCHIPPER, K. Earnings management. **Accounting Horizons**, Sarasota, v. 3, n. 4, p. 91-102, Dec. 1989.

SCOTT, W. R. **Financial accounting theory**. 6th ed. Toronto: Pearson, 2012.

SILVA, P. D. A. **Análise da evidenciação das informações sobre *impairment* dos ativos de longa duração de empresas petrolíferas**. 2007. 139 f. Dissertação (Pós-Graduação em Ciências Contábeis) - Universidade Federal do Rio de Janeiro- UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.

_____. MARQUES, J. A. V. C.; SANTOS, O. M. Análise da evidenciação das informações sobre *impairment* dos ativos de longa duração de empresas petrolíferas. **BASE- Revista de Administração e Contabilidade da Unisinos**, São Leopoldo, v. 6, n. 3, p. 258-274, set./out. 2009.

SPROUSE, R. T.; MOONITZ, M. Summary from "a tentative set broad accounting principles for business enterprises. **Journal of Accountancy**, New York, v. 113, n. 5, p. 61-64, May 1962.

STOLOWY, H.; BRETON, G. Accounts manipulation: a literature review and proposed conceptual framework. **Review of Accounting & Finance**, Patrington, v. 3, n. 1, p. 5-66, 2004.

TODD, J. L. et al. Expected values in financial reporting. **Accounting Horizons**, Sarasota, v. 7, n. 4, p. 77-90, Dec. 1993.

TOSCANO, P. **The world's 15 biggest oil producers**. Mar. 2011. Disponível em: <<http://www.cnbc.com/id/41887743/page/0>>. Acesso em: 05 set. 2013.

_____. **The world's biggest oil producers**. Apr. 2013. Disponível em: <<http://www.cnbc.com/id/47173863>>. Acesso em: 05 set. 2013.

WATTS, R.; ZIMMERMAN, J. L. **Positive accounting theory**. Englewood Cliffs: Prentice Hall, 1986.

_____; _____. Positive accounting theory: a ten year perspective. **The Accounting Review**, Sarasota, v. 65, n. 1, p. 131-156, Jan. 1990.

WRIGHT, C. J.; GALLUN, R. A. **Fundamentals of oil and gas accounting**. 5th ed. Tulsa: Penn Well, 2008.

ZMIJEWSKI, M. L.; HAGERMAN, R. L. An income strategy approach to the positive theory of accounting standard setting/choice. **Journal of Accounting and Economics**, Amsterdam, v. 3, n. 2, p. 129-149, Aug. 1981.