

Value Relevance dos Métodos Contábeis *Full Cost* e *Successful Efforts* em Empresas Petrolíferas e Considerações sobre a Futura Norma Internacional das Atividades Extrativistas

ODILANEI MORAIS DOS SANTOS
UNIVERSIDADE PETROBRAS

ALEXSANDRO BROEDEL LOPES
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

PAULA DANYELLE ALMEIDA DA SILVA
UNIVERSIDADE PETROBRAS

RESUMO

Este estudo tem por objetivo verificar o *value relevance* dos métodos contábeis *full cost* e *successful efforts* em empresas petrolíferas, que diferem entre si no que diz respeito à definição de quais gastos exploratórios podem ou não ser capitalizados, de modo a identificar o método que melhor sumariza os eventos econômicos na visão dos investidores, bem como suportar as análises quanto às principais questões levantadas no *Discussion Paper* do IASB sobre a futura norma internacional das atividades extrativistas. Para tanto, serão realizados testes empíricos por meio de análise multivariada, utilizando-se de regressões múltiplas com observações de 41 empresas petrolíferas referentes ao período de 2005 a 2008, com base no modelo proposto por Ohlson (1995). Os resultados obtidos sugerem que o método *full cost* produz um maior *value relevance* quando comparado com os resultados do método *successful efforts*, indicando que a capitalização de todos os gastos de E&P melhor sumariza os eventos econômicos inerentes às empresas petrolíferas, tendo o lucro líquido como variável relevante para explicar as variações nos valor da empresa, em linha com Bryant (2003).

1. Introdução

O debate em torno de qual método de contabilização aplicável às empresas petrolíferas melhor captura as transações econômicas remonta as décadas de 60 e 70. Os próprios órgãos reguladores dos Estados Unidos, país pioneiro quando se trata do arcabouço teórico e normativo da contabilidade do setor petrolífero, divergiram entre si (CORTESE; IRVINE; KAIDONIS, 2009).

Em 1977, o *Financial Accounting Standards Board* (FASB) emitiu o seu *Statements of Financial Accounting Standard* nº 19 - *Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies* (SFAS 19), obrigando a adoção do método conhecido como *successful efforts* (SE) pelas empresas petrolíferas para a contabilização dos gastos das atividades de exploração e produção de petróleo (E&P).

Contudo, a *Securities and Exchange Commission* (SEC) já possuía desde 1975 a sua *Regulation S-X Rule 4-10*, a qual trata da contabilização dos gastos de E&P por meio do método conhecido como *full cost* (FC) e não aceitou que o método *successful efforts* fosse o único padrão a ser seguido pelas empresas, emitindo em 1978 os *Accounting Series Releases* 257 e 258 com regras para SE e FC, respectivamente, dando liberdade de escolha entre os dois métodos.

Dada a posição irredutível da SEC, o FASB voltou atrás com a emissão em 1979 do *Statements of Financial Accounting Standard* nº 25 – *Suspension of Certain Accounting*

Requirements for Oil and Gas Producing Companies (SFAS 25), excluindo a obrigatoriedade de se utilizar somente o método *successful efforts*, mas consignou que as companhias deveriam usá-lo de forma preferencial.

Posteriormente, a SEC entendeu que tanto o método *successful efforts* quanto o *full cost* possuem limitações para refletir substancialmente os eventos econômicos das atividades petrolíferas e propôs um novo método conhecido como *Reserve Recognition Accounting* (RRA) que tratava do reconhecimento do valor das reservas petrolíferas descobertas como um ativo da empresa. Dada a dificuldade encontrada na mensuração das reservas, a SEC abandonou o RRA em 1981. No ano seguinte, o FASB emitiu o *Statements of Financial Accounting Standard* n° 69 – *Disclosures About Oil and Gas Producing Activities* (SFAS 69), obrigando as empresas petrolíferas a divulgarem em nota explicativa informações complementares sobre as atividades de exploração e produção de petróleo.

Desde então, diversos estudos tem mostrado as implicações econômicas dos métodos SE e FC para as empresas petrolíferas (KLINGSTEDT, 1970; SUNDER, 1976; COLLINS; DENT, 1979; DEAKIN, 1979; DHALIWAL, 1980); ou que os gestores dessas empresas possuem diferentes motivações para escolher um método em particular (LILIEN; PASTENA, 1982; MALMQUIST, 1990).

Numa outra linha de pesquisa (*value relevance*), estudos buscaram verificar a relevância das informações complementares prestadas pelas empresas, notadamente quanto às reservas petrolíferas e o fluxo de caixa padronizado decorrente delas, sobre a reação do mercado e o valor da empresa (BELL, 1983; BASU; LYNN, 1984; HARRIS; OHLSON, 1987; BOONE, 1998; BERRY, HASAN; O'BRYAN, 1997; BRYANT, 2003; MISUND, OSMUNDTSEN; ASCHE, 2005).

Apesar dos diversos estudos existentes, a conclusão sobre que método melhor captura as transações econômicas ainda é uma questão não resolvida (PRUETT; VANZANTE, 2003). Em tempos de convergência mundial das normas contábeis aos padrões do *International Accounting Standards Board* (IASB), tem-se um tema ainda em estágio embrionário naquele organismo, que emitiu até então somente o *International Financial Reporting Standard* n° 6 – *Exploration for and Evaluation of Mineral Resources* (IFRS 6) em 2004, para permitir que as empresas continuassem a seguir a método contábil que já adotavam, não prejudicando assim a adoção das IFRS em 2005 na Europa.

Em verdade, os estudos sobre o tema no IASB nasceu no seu antecessor IASC em 1998. Em 2000, o *Steering Committee* publicou um *Issues Paper (Extractive Industries)*. Em 2001, o IASB reiniciou o projeto para atender o prazo estabelecido para a adoção das IFRS em 2005, mas em 2002 anunciou que não seria possível concluir o projeto antes de 2005, culminando com a emissão do IFRS 6 em 2004. Ainda em 2004, foi constituído um grupo de trabalho composto por membros de órgãos reguladores da Austrália, Canadá, Noruega e África do Sul responsável por pesquisar os aspectos contábeis das atividades extrativistas. No estágio atual, o IASB emitiu um *Discussion Paper* no final de 2009 contendo as observações desse grupo de trabalho e que servirá como parâmetro para IFRS sobre o tema, previsto para o segundo semestre de 2011 (IASB, 2009).

Assim, no cenário em que o IASB estuda a publicação de uma norma sobre os métodos de contabilização dos gastos de exploração e produção, este estudo tem por objetivo verificar o *value relevance* dos métodos contábeis *full cost e successful efforts* em empresas petrolíferas, de modo a identificar o método que melhor sumariza os eventos econômicos na visão dos investidores, bem como suportar as análises quanto às principais questões levantadas no *Discussion Paper* do IASB.

Para tanto, serão realizados testes empíricos por meio de análise multivariada, utilizando-se de regressões múltiplas com observações de 41 empresas petrolíferas referentes ao período de 2005 a 2008, com base no modelo proposto por Ohlson (1995) e analisadas as principais proposições contidas no *Discussion Paper*.

A diferença chave entre os métodos de contabilização dos gastos de E&P está na definição de quais gastos, mensurados com base no custo histórico, poderão ser capitalizados (ativados) ou não. Pelo método *successful efforts* apenas os gastos de E&P que resultarem em descobertas bem sucedidas poderão de capitalizados, enquanto que os gastos mal sucedidos devem ser lançados diretamente no resultado do período. No método *full cost*, todos os gastos de E&P, independentemente se bem ou mal sucedidos, podem ser capitalizados.

Decorre daí a discussão a respeito de qual método melhor captura os eventos econômicos ocorridos. Os argumentos em favor do *successful efforts* recaem no fato de que os gastos de E&P bem sucedidos resultarão em benefícios econômicos futuros produzidos pelas reservas descobertas, estando, portanto, os ativos e o resultado mais consistentes com os eventos econômicos produzidos.

Devido ao alto risco das atividades de E&P, os argumentos em favor do *full cost* são de que as investidas mal sucedidas são necessárias e contribuem significativamente para as descobertas ao fornecer informações que são usadas nas perfurações seguintes. Assim, os ativos e o resultado contabilizados sob essa forma melhor traduziria o valor econômico dos ativos e resultado (JENNING; FEITEN; BROCK, 2000; WRITH; GALLUN, 2008).

Contudo, as atividades de E&P estão envoltas a significativas incertezas, sendo comum a insuficiência de informações precisas para avaliar se um reservatório, ao ser desenvolvido, produzirá fluxos de caixas futuros suficientes para tornar o projeto viável economicamente. Além disso, não se pode afirmar que exista correlação entre a magnitude dos gastos realizados e o valor resultante em reservas, os seja, pequenos gastos podem resultar em grandes descobertas, assim como, grandes gastos podem resultar em nenhuma descoberta (WRITH; GALLUN, 2008; IASB, 2009).

Trata-se, portanto, de um tema com grande desafio para os reguladores, da mesma forma que novas pesquisas são necessárias, principalmente quanto à utilidade das informações produzidas para o investidor.

Além da introdução, esse estudo apresenta as seguintes seções. No item 2 são apresentados os métodos *successful efforts* e *full cost* e resultados de pesquisas anteriores; no item 3, a metodologia de pesquisa; no item 4 os resultados obtidos; no item 5, as principais questões trazidas pelo *Discussion Paper* emitido pelo IASB em 2009; e no item 6 as considerações finais.

2. Contabilização dos Gastos de Exploração e Produção e Estudos Anteriores

De acordo com Jennings, Feiten e Brock (2000) os gastos incorridos nas atividades de exploração e produção de petróleo são classificados considerando quatro estágios: atividades de aquisição, de exploração, de desenvolvimento e de produção.

Nas atividades de aquisição são incorridos gastos para adquirir ou alugar os direitos de exploração e uso de determinada área, abrangendo os bônus pagos em leilões e as taxas de agenciamento, intermediação, de registro e legais.

No estágio da exploração são realizadas atividades com objetivo de identificar áreas potenciais com petróleo e nos exames específicos dessas áreas para comprovar a existência de um reservatório, incluindo a perfuração de poços exploratórios e poços de testes, bem como sísmicas, estudos topográficos, geológicos e geofísicos. Os gastos correspondentes a essas

atividades ocorrerem normalmente depois da aquisição de uma área, mas também podem ocorrer antes, mesmo em situações em que a área nunca venha a ser adquirida.

Comprovada a existência de quantidades de petróleo viáveis economicamente é necessário prover instalações para sua extração, tratamento, recolhimento e estocagem. Essas atividades são realizadas no estágio do desenvolvimento da produção e incluem ainda os gastos com construção de plataformas, os dutos de escoamento, separadores, tratadores, aquecedores, tanques de estocagem, sistemas de recuperação e instalações de processamento de gás.

No estágio da produção tem-se a elevação do óleo e/ou gás natural à superfície, o seu tratamento, processamento e estocagem, no campo. Envolve também os gastos incorridos para operar e manter poços, equipamentos e instalações relacionados, incluindo a depreciação dos mesmos, materiais e suprimentos consumidos, os impostos sobre a produção e outros tributos.

Na contabilização desses gastos, os métodos diferem entre si na forma como os gastos do estágio de exploração são tratados, tendo como balizador se a investida exploratória resultou em descobertas viáveis economicamente.

Assim, no método *successful efforts* somente os gastos exploratórios que resultarem em áreas bem-sucedidas, ou seja, que se tenha descoberto a existência de óleo e/ou gás em quantidades viáveis economicamente podem ser capitalizados como ativos. De acordo com o SFAS 19, todos os gastos de geologia e geofísica (G&G), como por exemplo, gastos com sísmicas e estudos topográficos; e os gastos com poços exploratórios secos (*dry hole*) ou inviáveis economicamente não podem ser capitalizados e devem ser reconhecidos diretamente no resultado do período. Essas restrições não existem no método *full cost*, em que todos os gastos do estágio exploratório, independentemente se resultarem em descobertas ou não, podem ser capitalizados como ativos do segmento de E&P.

No entender de Bierman Jr., Dukes e Dyckman (1974), as companhias menores e novas tendem a usar o método FC por permitir capitalizar um grande volume de gastos exploratórios, os quais serão amortizados com o passar do tempo, diferindo (e melhorando), com isso, os efeitos no resultado da companhia, inclusive facilitando o acesso ao mercado de capitais.

Os estudos de Deakin (1979) e Dhaliwal (1980) seguem essa mesma linha ao evidenciar que as companhias petrolíferas que adotam o *full cost* são menores, estão mais alavancadas e são mais agressivas em suas atividades exploratórias ao se comparar com as companhias que seguem o *successful efforts*. Esses três fatores (tamanho, alavancagem financeira e intensidade exploratória) são indicados como parte determinante para a escolha do método contábil por parte das empresas.

Johnson e Ramanan (1988), mostram que o nível de alavancagem financeira e intensidade das atividades exploratórias são maiores em empresas que mudaram do método SE para o FC, comparado com as empresas que se mantiveram no método SE, no período de 1970 a 1976 e concluíram que a mudança para o método FC está associada ao aumento das dívidas financeiras e dos investimentos exploratórios.

Malmquist (1990), por sua vez, sugere em seu estudo que a escolha entre os métodos SE e FC é determinado levando em consideração o método mais eficiente em monitorar todos os contratos entre os agentes econômicos e a empresa.

Já para Lilien e Pastena (1982), a existência de procedimentos contábeis flexíveis pode ocasionar impactos substanciais nos custos, receitas e despesas reportadas e na valoração do balanço patrimonial. Assim, a escolha entre os métodos SE e FC proporcionam, por exemplo,

formas diferentes para realização do teste de *impairment*; para o tratamento da alocação de tributos e para a determinação de quais reservas serão usadas como base de cálculo da depreciação, quando utilizado o critério de unidades produzidas.

Sunder (1976), por exemplo, mostrou que em períodos de aumento das atividades exploratórias o método *full cost* levou as empresas a apresentarem altos níveis de lucros, lucros com baixa variância e taxas de retornos sobre os ativos e patrimônio líquidos mais favoráveis do que as empresas que utilizavam o método *successful efforts*.

Os resultados dos testes empíricos de Lilien e Pastena (1982) indicam que incentivos econômicos influenciam tanto a escolha entre os métodos SE e FC, quanto quais procedimentos serão usados em cada método, o que os autores chamaram de *the intermethod choice*.

Em Harris e Ohlson (1987), as evidências mostram claramente que o mercado distingue racionalmente os métodos SE e FC e que os resultados do teste empírico é consistente com a noção de que o método *successful efforts* é mais conservador do que o método *full cost*.

Por trás das discussões sobre os dois métodos de contabilização dos gastos de E&P, têm-se a teoria contábil, que consignou ativo com o potencial para gerar benefícios econômicos futuros, ou seja, contribuir, direta ou indiretamente, para a geração do fluxo de caixa futuro da entidade.

Apoiados na teoria contábil, os defensores do método *successful efforts* argumentam que ao se capitalizar os gastos exploratórios mal sucedidos, se criariam ativos sem potencial para gerar benefícios econômicos futuros. Pelo contrário, o benefício (conhecimento sobre a área) já ocorreu, devendo, portanto, os gastos serem reconhecidos diretamente no resultado. Pruet e Vanzante (2003) reforçam esse entendimento ao comparar os gastos de geologia e geofísica, característicos do estágio exploratório, com os gastos com “pesquisa”, em que são incorridos para obter informações e que pelas normas internacionais de contabilidade são tratados como despesas quando incorridos.

Do lado dos que advogam pelo *full cost* tem-se um argumento mais filosófico e está relacionado ao fato de que o negócio de uma empresa petrolífera é encontrar reservatórios e isso só é possível com a perfuração de poços. Assim, mesmo os gastos com poços mal sucedidos e outros que não resultam em descoberta é inerente ao negócio de se encontrar petróleo, devendo, portanto, receber o mesmo tratamento dos gastos bem sucedidos, ou seja, serem capitalizados.

Visando identificar a relevância das informações contábeis na visão dos investidores, uma série de pesquisas se desenvolveu na linha do *value relevance*, principalmente devido ao fato de que as empresas petrolíferas são obrigadas a divulgarem informações suplementares sobre o seu negócio. Harris e Ohlson (1987) argumentam que essas divulgações suplementares constituem-se num rico conjunto de informações que podem ser usados para valoração das empresas petrolíferas.

Grande parte desses estudos utilizou como *proxy* as informações sobre as reservas petrolíferas, tanto em termos de quantidade, quanto em termos de valoração por meio do fluxo de caixa futuro descontado padronizado. Os resultados indicam que o mercado reage significativamente à divulgação das informações sobre reservas (BELL, 1983); e que as informações suplementares possuem conteúdo informacional levando-se em conta as decisões de investidores e credores (BASU; LYNN, 1984; DORAN; COLLINS; DHALIWAL, 1988; ALCIATORE, 1990). Boone (1998) também apontou para a relevância das informações sobre reservas, mas desde que a assimetria informacional seja reduzida.

Os achados de Berry, Hasan e O'Bryan (1997) indicaram que o valor das empresas petrolíferas é função do lucro, *book value* e das reservas provadas totais. Ao desmembrarem as reservas provadas totais, apenas as reservas provadas desenvolvidas continham informações relevantes.

Harris e Ohlson (1987) já haviam testado várias medidas para explicar o valor de mercado das propriedades (reservas) de óleo e gás de empresas petrolíferas. Os resultados indicaram que os *books values* dos ativos de óleo e gás são altamente significativos e possuem conteúdo informacional relevante. O mesmo acontecendo com o valor presente do fluxo de caixa futuros relacionado às reservas, mas com menor poder explicativo. As reservas, em termos de quantidade, não se mostraram relevante quando o *book value* dos ativos e o valor presente dos fluxos de caixa estão disponíveis. Por fim, comparando os *books values* de empresas que seguem o método SE com aquelas que seguem o FC, os resultados indicaram para um maior poder explicativo para o *book value* mensurado pelo método SE.

Usando uma amostra com 870 observações trimestrais de 39 empresas petrolíferas (31 SE e 18 FC) no período de 1982 a 1990, Bandyopadhyay (1994) examinou a qualidade dos lucros produzidos pelos métodos SE e FC, utilizando-se do *earning response coefficient* (ERC). Os resultados mostraram que o ERC produzido pelo método SE era maior do que o ERC obtido quando utilizado o método FC, sugerindo que o método SE produz um lucro de melhor qualidade.

Nas pesquisas de Misund, Osmundsen e Asche (2005), além das variáveis consideradas no modelo de Ohlson (1995) – valor de mercado, lucro líquido e patrimônio líquido – utilizou-se ainda as reservas de óleo e gás como a variável para “outras informações” do modelo. Para testar a tese de que investidores utilizam-se outras medidas de lucros alternativas que não o lucro líquido, os autores incluíram também variáveis como NOPAT, EBIT, EBITDA, fluxo de caixa operacional, dentre outros. Os resultados indicaram que todas as medidas de lucros e o fluxo de caixa são mais relevantes que o lucro líquido para o período de 1990 a 2003 (período *benchmark* do modelo de teste proposto). Como consequência, as despesas financeiras e os *accruals* apresentam *value relevant*.

Os autores não se surpreenderam com o resultado, tendo em vista a possibilidade de se adotar dois métodos distintos de contabilização dos gastos de E&P, o que implica em resultados diferentes no lucro líquido em decorrência, por exemplo, do valor das despesas de depreciação. Daí a sugestão de que os investidores têm confiado mais nas medidas de lucro antes de se computar as despesas de depreciação, depleção (termo comum na indústria de óleo e gás) e amortização (MISUND; OSMUNDSEN; ASCHE, 2005).

Usando também a abordagem do *value relevance*, Bryant (2003) buscou verificar qual o método, se *successful efforts* ou *full cost*, melhor captura os eventos econômicos das empresas petrolíferas, tendo por base o modelo de Ohlson (1995), mas regredindo as variáveis com o método *within-firm*, ou seja, para decidir qual o melhor método, a autora comparou os resultados obtidos na amostra de empresas que seguem o método FC com a amostra dessas mesmas empresas, mas reprocessando as informações como se as mesmas seguissem o método SE. O mesmo foi feito para a amostra de empresas SE em comparação com essas mesmas empresas, mas com informações pró-forma em *full cost*.

Os resultados sugerem que o método *full cost* apresenta maior *value relevance* do que o método *successful efforts*, em oposição aos resultados apontados por Harris e Ohlson (1987) e Bandyopadhyay (1994), por exemplo. Segundo a autora, grande parte do resultado é decorrente da abordagem *within-firm* uma vez que os outros estudos utilizaram a abordagem *cross-firm* (BRYANT, 2003).

Análise adicional sugere ainda que a suavização dos lucros proporcionada pelo método *full cost* contribui significativamente para a maior relevância do método FC e que a política de capitalização de todos os gastos exploratórios com a incerteza sobre os benefícios econômicos futuros melhor sumariza as informações relevantes para o investidor em comparação com a política de capitalização parcial – método SE (BRYANT, 2003).

3. Metodologia

3.1. Especificação do Modelo de Teste

Para atender os objetivos propostos, foi examinado o *value relevance* dos métodos contábeis *successful efforts* e *full cost*, entendendo como *value relevance* a capacidade das informações contábeis em explicar as avaliações do mercado. Esta definição assume que o valor de mercado (preços) reflete completamente toda informação pública e relevante (FAMA, 1970) e que a utilidade da informação contábil está na habilidade em sumarizar essas informações.

Dessa forma, o método contábil que mais explica a variação no valor de mercado (preço da ação), melhor sumariza as informações relevantes e é considerado o método mais *value relevant* ou o método mais útil.

Utilizou-se o modelo teórico de Ohlson (1995), que mostra que o valor de mercado da empresa é uma função do lucro contábil e do patrimônio líquido, ou seja, que o valor de mercado do patrimônio líquido de uma entidade é função de variáveis atuais e futuras. O modelo inclui “outras informações” que afetarão os resultados no futuro, como demonstrado a seguir:

$$MV_{it} = \alpha_0 + \alpha_1 BV_{it} + \alpha_2 NI_{it}^a + \alpha_3 v_{it}$$

Em que i e t denotam empresa e ano; MV é o valor de mercado do patrimônio líquido; BV é o valor do patrimônio líquido; NI^a é o lucro anormal; v é um vetor para outras informações relevantes; e α os coeficientes estimados.

Esse modelo foi usado em amostras com empresas petrolíferas em Harris e Ohlson (1987); Bryant (2003); Misund, Osmundsen e Asche (2005), dentre outros. Adicionalmente, pesquisas anteriores mostraram que a divulgação de informações sobre o fluxo de caixa descontado padronizado proveniente das reservas petrolíferas possui conteúdo informacional (BELL, 1983; BASU; LYNN, 1984; DORAN; COLLINS; DHALIWAL, 1988; ALCIATORE, 1990; BERRY; HASAN; O'BRYAN, 1997; BOONE, 1998) e, dessa forma, foi incluído no modelo como a variável “outras informações” relevantes. Com isso, o modelo testado foi o seguinte:

$$P_{it} = \alpha_{0t} + \alpha_1 BV_{it} + \alpha_2 EARN_{it} + \alpha_3 FCDP_{it} + \varepsilon_{it}$$

Em que i e t denotam empresa e ano; P é o preço da ação no final do ano; BV é o patrimônio líquido por ação no final do ano; $EARN$ é o lucro líquido por ação no final do ano, usado como *proxy* para o lucro anormal; $FCDP$ é o fluxo de caixa descontado padronizado por ação; ε é o termo de erro da regressão; e α os coeficientes estimados.

3.2. Seleção da Amostra

A população de interesse compreendeu as empresas registradas na bolsa de valores de Nova Iorque (NYSE) e classificadas no setor *Oil & Gas Producers*, num total de 115 empresas. Dessas, inicialmente, foram selecionadas aleatoriamente 43 empresas, mas duas foram eliminadas por não apresentar dados em todo o período analisado, de 2005 a 2008, resultando num total de observações de 164 empresas-ano. Com essas informações, a margem de erro é de 12,6%, ao nível de significância de 95%.

3.3. Tratamento dos Dados

Todas as variáveis independentes (BV, EARN e FCDP) foram deflacionadas pelo número total de ações (BRYANT, 2003) e seus valores obtidos diretamente nos relatórios anuais 10-K; 20-F ou 40-F dos anos de 2005 a 2008, disponíveis na NYSE.

Foram realizadas regressões múltiplas (Mínimo Quadrado Ordinário) para amostra de empresas *successful efforts* e *full cost* separadamente, em cada período e conjuntamente (*pooled*). Para identificar qual dos modelos concorrentes (SE e FC) possuía maior *value relevance*, foram utilizados o R^2 ajustado e o somatório dos critérios de informação de *Akaike* e de *Schwartz*.

Em todas as regressões realizadas foram observados o atendimento ao pressuposto da normalidade da distribuição dos resíduos. Também se realizou os testes para identificação de heterocedasticidade e autocorrelação dos resíduos, utilizando-se os testes de Heterocedasticidade de White e o LM Correlação Serial de Breusch-Godfrey. Identificado o não atendimento de um desses dois pressupostos, procedeu-se a correção de Newey-West e/ou a inclusão de termos AR ou MA de primeira ordem.

3.4 Características da Amostra

A seguir, a Tabela 1 apresenta a estatística descritiva da amostra, bem como a matriz de correlação entre as variáveis de teste.

Tabela 1 – Estatística Descritiva e Matriz de Correlação

Estatística Descritiva					
Variáveis	Média	Desvio Padrão	Mediana	Máximo	Mínimo
Preço	48,91	28.99	46,49	175,47	2,60
BV	21,85	15.25	20.67	123.34	-6,12
EARN	3.40	5.10	3.39	11.74	-35,58
FCDP	30.64	23.35	24.62	137.66	-4,35
Matriz de Correlação					
	Preço	BV	EARN	FCDP	
Preço	1,00	0,33	0,42	0,47	
BV	0,33	1,00	0,31	0,55	
EARN	0,42	0,31	1,00	0,33	
FCDP	0,47	0,55	0,33	1,00	

Como pode ser observado, a amostra se caracteriza por conter empresas de diferentes tamanhos, fazendo com que o desvio padrão da média seja elevado. Observam-se também valores negativos, indicando empresas com prejuízos no período e até mesmo com patrimônio líquido negativo. Analisando os dados, constatou-se que esses episódios ocorreram no ano de 2008, o qual foi assolado pela grave crise financeira mundial e de grande impacto às empresas petrolíferas, dado a drástica queda no preço do barril de petróleo, que chegou a ser cotado a US\$ 132,72/barril no mês de julho e encerrou aquele ano cotado a US\$ 39,95/barril, uma queda de quase 70%. Observa-se ainda uma relativa baixa correlação entre as variáveis independentes, indicando a ausência de multicolinearidade. Além disso, as variáveis mostraram-se positivamente relacionadas com a variável dependente.

4. Resultados e Discussões

Os resultados constantes da Tabela 2 mostram as estimativas do modelo considerando a amostra de empresas que adotam o método *full cost*. Observa-se que a variável “EARN”

(lucro líquido por ação) mostrou-se positivamente relacionada e estatisticamente relevante em todos os períodos testados (em 2006 ao nível de significância de 93%) e na abordagem *pooled*, indicando possuir conteúdo informacional, em linha com os achados de Bryant (2003).

As variáveis “BV” e “FCDP” mostraram-se significativas apenas em 2008 (“FCDP” também significativa na abordagem *pooled*), em oposição aos resultados de Bryant (2003). Nesse ponto é importante destacar que, em tese, as empresas que seguem método *full cost* tenderiam a possuir um grande *book value* em função do diferimento da amortização dos gastos exploratórios mal sucedidos, que se dariam ao longo do tempo e não de uma única vez (BIERMAN JR.; DUKES; DYCKMAN, 1974).

Se por um lado, as pesquisas empíricas mostraram, entretanto, que os *books values* dos ativos de óleo e gás e do patrimônio líquido não são estatisticamente diferentes entre empresas *successful efforts* e *full cost* (BRYANT, 2003; BOONE; RAMAN, 2007), reforçando a idéia de o que mercado distingue racionalmente as diferenças entre os dois métodos (HARRIS; OHLSON, 1987), precificando as ações levando em consideração o método empregado (CORTESE; IRVINE; KAIDOINS, 2009), por outro lado, as normas contábeis do *full cost* (Reg. S-X Rule 4-10), apesar de permitir a capitalização de todos os gastos de E&P, impõem um teto que deve ser observado: o valor dos ativos de óleo e gás não pode ultrapassar do valor das reservas que compõe o centro de custo utilizado pela empresa, normalmente representado por um país. Trata-se do teste de *impairment* aplicado em empresas *full cost*, mais conhecido como *ceiling test*.

Importante destacar que o teto (*ceiling*) é estabelecido considerando a valorização das reservas seguindo critérios específicos padronizados como a definição do tipo de reserva, preço do barril e taxa de desconto. Neste contexto, como já destacado anteriormente, o preço do barril, que pelas regras vigentes até 2008 considera-se a cotação do final do período, apresenta-se como variável relevante. Os achados de Alciatore, Easton, Spear (2000) e Al-Jabr e Spear (2004) mostraram que quedas significativas no preço da cotação do barril de petróleo foram determinantes para que empresas *full cost* reconhecessem baixas relevantes por *impairment*, as quais possuíam conteúdo informacional.

Alciatore, Easton, Spear (2000) afirmam ainda que as baixas por *impairment* objetiva alinhar o *book value* ao valor de mercado, uma vez que em períodos de baixa no preço do barril a média do *book value* tendo a ser maior que a média do valor de mercado. Além disso, os autores sugerem que o reconhecimento dessas baixas tende a ser reportadas após um período associado à baixa no preço das ações, indicando que o mercado possui algum conhecimento sobre informações implícitas quanto ao montante que será baixado.

Analisando a base de dados, de fato, percebe-se que no ano de 2008, das 15 empresas *full cost* da amostra, 14 registram perdas por *impairment*, inclusive em montantes que fizeram com que o patrimônio líquido de algumas delas ficasse negativo. Comparando com os outros anos da amostra, apenas 6 empresas registram perdas por *impairment* em 2007 e 2006, e 5 em 2005.

Assim, os resultados encontrados no ano de 2008 estão em linha com Alciatore, Easton, Spear (2000) e Al-Jabr e Spear (2004), de onde se depreende que o ajuste nos valores dos ativos de óleo e gás proporcionado pelo *ceiling test* e com a conseqüente redução do patrimônio líquido fornecem informações relevantes aos investidores.

Quanto ao fluxo de caixa descontado padronizado, mais uma vez se tem o fator “preço do barril” como determinante no ano de 2008, uma vez que para valoração das reservas, dentre outras variáveis, utiliza-se o preço do último dia de negociação do ano. Assim,

variações relevantes no fluxo de caixa descontado padronizado das reservas petrolíferas quanto ocorrem mudanças na variável preço possuem conteúdo informacional para investidores, em linha com que sugerem Doran, Collins e Dhaliwal (1988).

Por fim, o poder explicativo do modelo para empresas *full cost*, com base no valor do R^2 ajustado, ficou entre 43% e 58% e todos foram considerados estatisticamente significantes.

Tabela 2 – Resultados para o Método *Full Cost*

		Intercepto _{FC}	BV _{FC}	EARN _{FC}	FCDP _{FC}	R ² Ajust. _{FC}	∑ A-S _{FC}
2005	Coefficiente	18,32	0,66	3,00	0,01	0,44	16,78
	Estatística <i>t</i>	1,82	1,29	4,04	0,04	4,66	
	<i>P-value</i>	0,10	0,22	0,00	0,97	0,02	
2006	Coefficiente	14,01	0,65	1,45	0,23	0,43	17,02
	Estatística <i>t</i>	1,29	1,11	2,04	0,79	4,55	
	<i>P-value</i>	0,22	0,29	0,07	0,45	0,02	
2007	Coefficiente	17,75	0,17	7,08	0,01	0,52	18,01
	Estatística <i>t</i>	1,57	0,92	3,92	0,05	6,15	
	<i>P-value</i>	0,15	0,38	0,00	0,96	0,01	
2008	Coefficiente	3,26	0,43	0,66	0,89	0,47	17,38
	Estatística <i>t</i>	0,46	2,43	2,54	2,45	5,16	
	<i>P-value</i>	0,66	0,03	0,03	0,03	0,02	
<i>Pooled*</i>	Coefficiente	21,97	0,15	0,70	0,38	0,58	16,81
	Estatística <i>t</i>	3,77	0,77	3,79	3,53	20,87	
	<i>P-value</i>	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	

Nota: BV é o patrimônio líquido no final do ano, EARN é o lucro líquido no final do ano e FCDP é o fluxo de caixa descontado padronizado, das empresas *full cost*. Todas variáveis deflacionadas pelo número de ações. ∑ A-S representa o somatório dos critérios de informação de *Akaike* e de *Schwartz*. (*) inclusão de um termo AR(1), o qual se mostrou estatisticamente significante (coef. 0,56 e est. *t* 5,81).

Na Tabela 3 encontram-se as estimativas do modelo para empresas *successful efforts*. Os resultados revelavam que apenas a variável fluxo de caixa descontado padronizado (FCDP) mostrou-se significativamente diferente de zero ao nível de 3%, a exceção do ano de 2005. Como esperado, todos os coeficientes da variável FCDP foram positivamente correlacionados.

Esse resultado está em linha com várias outras pesquisas que sugerem a divulgação da valorização das reservas, mesmo seguindo premissas padronizadas, possuir conteúdo informacional relevante para o investidor (BELL, 1983; BASU; LYNN, 1984; DORAN; COLLINS; DHALIWAL, 1988; ALCIATORE, 1990; BERRY; HASAN; O'BRYAN, 1997; BOONE, 1998; BRYANT, 2003).

Os coeficientes para o lucro líquido por ação (EARN) não se mostraram significativamente diferente de zero em todas as estimativas, o mesmo acontecendo com o *book value*. Diferente do método *full cost*, que é mais sensível a quedas drásticas no final do ano no preço do barril de petróleo para efeito do teste de *impairment*, segundo Al-Jabr e Spear (2004), o mesmo não ocorre com método *successful efforts*, que para realização do teste de *impairment*, considera como premissa para o preço do barril, a estimativa futura do preço.

Por esse motivo, Al-Jabr e Spear (2004) consideram que as regras de *impairment* para empresas SE são mais flexíveis, permitindo que os impactos no resultado (e no *book value*) sejam mais suavizados quando se leva em consideração a flutuação do preço do barril. Boone

e Raman (2007), inclusive, encontraram evidências para elaboração de relatórios oportunistas por parte dos gestores de empresas SE.

Diferentemente de Bryant (2003) que encontrou valores significativos para a variável *BV*, as estimativas realizadas, em todos os períodos, mostraram coeficientes insignificantes para essa variável. Importante observar, em todas as estimativas, os altos valores (e todos significativos) do coeficiente do intercepto, indicando a existência de outras variáveis relevantes.

Tabela 3 – Resultados para o Método *Successful Efforts*

		Intercepto _{SE}	BV _{SE}	EARN _{SE}	FCDP _{SE}	R ² Ajust. _{SE}	∑ A-S _{SE}
2005	Coeficiente	31,97	-0,32	4,55	0,03	0,13	17,34
	Estatística <i>t</i>	3,42	-0,33	1,05	0,13	2,22	
	<i>P-value</i>	0,00	0,74	0,31	0,90	0,11	
2006	Coeficiente	33,42	-0,53	3,10	0,74	0,40	18,48
	Estatística <i>t</i>	3,63	-0,56	0,72	2,39	5,21	
	<i>P-value</i>	0,00	0,58	0,48	0,03	0,00	
2007	Coeficiente	50,95	0,27	-2,74	0,72	0,29	20,28
	Estatística <i>t</i>	2,45	0,29	-0,38	3,65	3,56	
	<i>P-value</i>	0,02	0,78	0,71	0,00	0,02	
2008	Coeficiente	28,82	0,10	0,68	0,55	0,17	18,73
	Estatística <i>t</i>	2,34	0,30	0,69	3,25	2,30	
	<i>P-value</i>	0,03	0,77	0,49	0,00	0,09	
Pooled*	Coeficiente	38,48	-0,26	0,82	0,60	0,49	18,25
	Estatística <i>t</i>	4,29	-0,74	0,96	9,45	25,46	
	<i>P-value</i>	0,00	0,46	0,34	0,00	0,00	

Nota: BV é o patrimônio líquido no final do ano, EARN é o lucro líquido no final do ano e FCDP é o fluxo de caixa descontado padronizado, das empresas *successful efforts*. Todas variáveis deflacionadas pelo número de ações. ∑ A-S representa o somatório dos critérios de informação de *Akaike* e de *Schwartz*. (*) inclusão de um termo MA(1), o qual mostrou-se estatisticamente significativo (coef. 0,67 e est. *t* 14,17).

O poder explicativo (R² ajustado) das estimativas para empresas *successful efforts* ficou entre 13% e 49%, todos estatisticamente significantes nos níveis usualmente utilizados, com exceção de 2005 (apenas ao nível de 11%).

Comparando as estimativas para empresas *full cost* e *successful efforts*, os resultados mostram de forma geral, que as informações produzidas pelas empresas petrolíferas possuem relativa relevância. Entretanto, considerando tanto o R² ajustado quanto o somatório dos critérios de informação de *Akaike* e *Schwartz*, os resultados sugerem para todos os anos e na abordagem *pooled*, que as informações produzidas por empresas *full cost* apresentam maior *value relevance* do que aquelas produzidas por empresas *successful efforts*.

Esse resultado está totalmente aderente aos sugeridos por Bryant (2003), de que, mesmo na existência de gastos exploratórios mal sucedidos, o mercado enxergar esses gastos como necessários e que devem fazer parte dos gastos capitalizados (ativos) representativos das reservas da empresa. Esse resultado também corrobora um dos principais argumentos dos defensores do método *full cost*.

5. Discussion Paper – Atividades Extrativistas

O IASB publicou no mês de novembro de 2009, como já evidenciado anteriormente, um *discussion paper* (DP) no qual expressa à visão preliminar dos membros do projeto

destinado a publicação de um padrão contábil específico para as atividades extrativistas, aí incluídas as atividades de exploração e produção de petróleo.

As principais questões colocadas em discussão aplicadas a empresas petrolíferas e tratadas nesse estudo dizem respeito a:

- 1 – Quando um ativo relacionado a reservas de óleo e gás deve ser reconhecido?
- 2 – Como esses ativos devem ser mensurados?
- 3 – Qual o tratamento a ser dispensado a esses ativos após o reconhecimento inicial no que diz respeito ao *impairment* e depreciação?

A proposta apresentado no DP introduz um novo método de reconhecimento dos ativos de óleo e gás em substituição tanto ao *full cost* quanto ao *successful efforts*. Levando em consideração o conceito de ativo contido no *Framework* do IASB, o DP propõe que os direitos legais (direitos de exploração) devem ser a base para os ativos de óleo e gás.

Assim, um ativo seria reconhecido quando um direito legal fosse adquirido, sob qualquer forma. Informações sobre a existência (ou possibilidade) de óleo e gás, sobre a extensão e características do depósito e sobre as informações econômicas da extração estariam associados a esse direito legal.

Seria irrelevante, portanto, a divisão dos gastos pelas etapas de um processo de E&P, uma vez que, na visão dos membros do projeto, ao associar todas as informações das etapas de E&P aos direitos legais estaria satisfeito o critério de reconhecimento de ativos.

Uma vez que as etapas não representariam ativos separados, a proposta é que as informações obtidas nas etapas seguintes (atividades de exploração e avaliação e trabalhos de desenvolvimento da produção) sejam consideradas como acréscimo ao ativo “direito legal”.

Mais pragmaticamente, se constituiria um ativo inicial (ativo de óleo e gás) pelo valor correspondente a aquisição do direito de explorar determinada área (os bônus de assinatura pagos em leilões, por exemplo). Esse, então, ativo seria classificado como “em andamento” e à medida que se fossem incorrendo os gastos com as etapas seguintes, os mesmos seriam acumulados nesse ativo em andamento, chegando ao final das etapas de E&P com um único ativo de óleo e gás correspondente aquele direito.

Com isso, todos os gastos incorridos com as atividades de prospecção, exploração e avaliação subsequente a aquisição de um direito legal devem ser capitalizados. Como forma de controle, se estabeleceria como centro de custo os limites geográficos do direito legal adquirido (no *full cost* normalmente se utiliza um país como menor unidade de controle e no *successful efforts*, um campo petrolífero).

O DP traz discussões sobre três possibilidades para a mensuração inicial do ativo: custo histórico; valor corrente e *mix* entre custo histórico e valor corrente. No primeiro caso, argumenta-se que o valor geralmente não representa o potencial benefício econômico das reservas a serem descobertas e nem informa o potencial risco da exploração ou os gastos necessários para a extração do recurso.

No segundo caso, têm-se mensurações baseadas no valor justo, exigindo um significativo grau de julgamento e definição de variáveis (normalmente para estimativa de fluxo de caixa futuros, dado as especificidades dos ativos). Trata-se de processo custoso, no qual os membros do projeto consideraram que dificilmente os benefícios superariam os custos da produção da informação.

Por fim, as empresas poderiam utilizar um modelo que permitira a utilização do custo histórico, mas com divulgações adicionais significativas que permitiriam aos usuários calcular

o valor corrente os ativos de óleo e gás da empresa. Essa última possibilidade é a visão dominante no DP.

Quanto à depreciação, não se fornece um opinião consolidada do projeto, mas são endereçadas algumas questões para serem consideradas quando da emissão do padrão pelo IASB no que diz respeito à preferência pelo método das unidades produzidas, restando a questão se seriam baseadas em unidade de receita ou unidades físicas e se baseadas em reservas provadas, prováveis ou possíveis.

O entendimento sobre a primeira questão leva a se reconhecer que a proposta contida no DP se aproxima do método *full cost* ao considerar que todos os gastos de E&P devem ser capitalizados (desde que vinculados a um direito legal de exploração). Mas os argumentos dos defensores do método *successful efforts*, de certa forma, também são atendidos quando o DP fornece a visão de que as atuais normas do teste de *impairment* contida no IAS 36 não podem ser aplicadas quando a empresa (e o ativo) se encontra na fase de exploração, uma vez que ainda não existem informações suficientemente seguras para se determinar o montante que será descoberto.

Com isso, a proposta endereça o entendimento de que antes da fase do desenvolvimento da produção, os ativos sejam testados quanto à recuperabilidade econômica apenas quando existirem evidências disponíveis que sugerem que seja improvável a recuperação econômica do valor do ativo integralmente. Em consequência, o IAS 36 só seria aplicado em ativos que estejam na fase de desenvolvimento ou de produção.

Numa visão preliminar, as empresas que seguem o método *successful efforts* sofreriam uma mudança significativa em seus procedimentos, ao terem que capitalizar todos os gastos de E&P como um ativo único, enquanto que nas empresas *full cost* a grande mudança seria no centro de custo utilizado, ao se exigir um nível mais detalhado de controle e evidenciação.

De certa forma, a visão predominante no *discussion paper* está alinhada com os resultados apresentados nesse trabalho, de que a sistemática de capitalização de todos os gastos de exploração e produção faz parte do negócio “encontrar petróleo” e que por isso, apresenta valor relevante para o investidor, especialmente quanto à informação contida no lucro líquido reportado pelas empresas.

Evidenciou-se, da mesma forma, que o *book value* foi considerado insignificante nos dois métodos, em linha com a visão contida no DP quanto ao custo histórico. Mas fazendo contraponto a essa visão, evidenciou-se também com as informações do fluxo de caixa descontado padronizado possui conteúdo informacional. Daí se depreende que, apesar do FCDP não representar o valor corrente dos ativos, principalmente por utilizar premissas padronizadas, a adoção que combine a custo histórico com informações adicionais que permita o cálculo do valor justo por parte do investidor seja, de fato, um caminho a seguir.

Não se pode deixar de considerar que o processo de normatização é complexo e envolve questões diversas, sendo que os resultados desse estudo não podem inequivocamente determinar o método mais apropriado, pois como discutido em Holthausen e Watts (2001) os investidores são apenas um dos usuários da informação contábil implicando em que as relações identificadas são meras associações, com limitadas contribuições para a fixação de padrões contábeis. Pelo contrário, os reguladores devem examinar os impactos das alternativas dos métodos contábeis para todos os usuários da informação. Assim, os resultados desse estudo fornecem indicativos sobre o comportamento do investidor, que como argumentam Barth, Beaver e Landsman (2001), em contraponto a Holthausen e Watts (2001), utilizam os dados contábeis em suas decisões e que isso acaba refletindo no processo de fixação de padrões contábeis.

Além disso, tem-se que a regulação em contabilidade envolve um processo político, em que os indivíduos têm incentivos para se unirem em grupos de influência na busca por transferência de riqueza. Assim, são importantes as considerações de Cortese, Irvine e Kaidoins (2009) de que a força econômica da indústria extrativista, associada com fortes *lobbies*, foi decisiva para manter ao longo das décadas a possibilidade de escolha entre dois métodos contábeis distintos para registro dos gastos de E&P, sugerindo que essa influência provavelmente continuará no futuro. Essas considerações também foram indicadas por Asekomeh, Russel e Tarbert (2006) ao examinarem os comentários recebidos pelo então IASC em um *Issues Paper*, como primeira tentativa de se estabelecer o padrão contábil internacional das atividades extrativistas.

6. Considerações Finais

As normas contábeis dominantes aplicadas às empresas petrolíferas, notadamente o SFAS 19 e o *Regulation S-X Rule 4-10*, estabelecem dois métodos para contabilização dos gastos de exploração e produção de petróleo, sendo que a principal diz respeito à definição de quais gastos exploratórios podem ou não ser capitalizados.

Considerando que esses dois métodos produzem informações diferentes, bem como que o IASB estuda a publicação de uma norma específica sobre o tema, se pretendeu verificar o *value relevance* dos dois métodos contábeis para identificar aquele que melhor sumariza os eventos econômicos na visão dos investidores.

Os resultados das estimativas utilizando observações de 41 empresas petrolíferas referentes ao período de 2005 a 2008 sugerem, em todos os períodos analisados e na abordagem *pooled* que o método *full cost* produz um maior *value relevance* do que o produzido pelo método *successful efforts*, indicando que a capitalização de todos os gastos de E&P, independentemente se de sucesso ou não, melhor sumariza os eventos econômicos inerentes às empresas petrolíferas, tendo o lucro líquido como variável relevante para explicar as variações nos valor da empresa. Em linha com a visão contida no *discussion paper*, os resultados também endereçam para um método em que a capitalização total é preferível a capitalização parcial.

Resta-se esperar pela emissão formal do *discussion paper* aprovado pelo IASB, prevista para o primeiro semestre de 2010, do *exposure draft* entre 2010 e 2012 e da IFRS em 2013, com vigência em 2014, conforme cronograma daquele órgão, para se saber os caminhos que serão seguidos por aquele órgão.

7. Referências Bibliográficas

- ALCIOTORE, M. The reliability and relevance of reserve value accounting data: a review of the empirical research. **Journal of Accounting Literature**. v. 9. p. 1-38. 1990.
- ALCIATORE, M.; EASTON, P.; SPEAR, N. Accounting for the impairment of long-lived assets: evidence from the petroleum industry. **Journal of Accounting and Economics**. v. 29, p. 151-172, 2000.
- AL-JABR, Y.; NASSER, S. Oil and gas asset impairment by full cost and successful efforts firms. **Petroleum Accounting and Financial Management Journal**, Fall, 2004.
- ASEKOMEH, A.O.; RUSSELL, A.; TARBERT, H. A critical analysis of the use of accounting standards' comment letters as lobbying tools by extractive industry firms. **Petroleum Accounting and Financial Management Journal**. v. 25, n. 3, p. 55-76, 2006.

- BANDYOPADHYAY, S.P. Market reaction to earnings announcements of successful efforts and full cost firms in the oil and gas industry. **The Accounting Review**. v. 69, n. 4. p. 657-674. oct., 1994.
- BARTH, M; BEAVER, H.; LANDSMAN, W.R. The relevance of the value relevance literature for financial accounting standard setting: another view. **Journal of Accounting and Economics**. v. 31, p. 77-104, 2001.
- BASU, S.; LYNN, B. Discounted cash-flow requirements in the oil and gas industry. **Cost and Management**. nov.-dez. p. 15-25. 1984.
- BELL, T. Market reaction to reserve recognition accounting. **Journal of Accounting Research**. Spring. p. 1-17. 1983.
- BERRY, K.; HASAN, T.; O'BRYAN, D. The value-relevance of reserve quantity disclosures conditioned on primary financial statement information. **Journal of Energy Finance & Development**. v. 2, n. 2. p. 249-260. 1997.
- BIERMAN Jr., H.; DUKES, R. E.; DYCKMAN, T. R. Financial accounting in the petroleum industry. **Journal of Accountancy**. v. 138, n. 1. p. 58-64. 1974.
- BOONE, J. Oil and gas reserve value disclosures and bid-ask spreads. **Journal of Accounting and Public Policy**. Spring. p. 55-84. 1998.
- BOONE, J.P.; RAMAN, K.K. Does implementation guidance affect opportunistic reporting and value relevance of earnings? **Journal of Accounting and Public Policy**. v.26, n.2, mar./apr., 2007
- BRYANT, L. Relative value relevance of the successful efforts and full cost accounting methods in the oil and gas industry. **Review of Accounting Studies**. v. 8, p. 5-28. 2003.
- COLLINS, D.; DENT, W. The proposed elimination of full cost accounting in the extractive petroleum industry. **Journal of Accounting and Economics**. p. 3-44. mar., 1979.
- CORTESE, C.L.; IRVINE, H.J.; KAIDONIS, M.A. Extractive industries accounting and economic consequences: past, present and future. **Accounting Forum**. v. 33, p. 27-37. 2009.
- DEAKIN, E.B. An analysis of differences between non-major oil firms using successful efforts and full cost methods. **The Accounting Review**. p. 722-734. oct., 1979.
- DHALIWAL, D. The effect of the firm's capital structure on the choice of accounting methods. **The Accounting Review**. p. 78-84. jan., 1980.
- DORAN, B.; COLLINS, D.; DHALIWAL, D. The information of historical cost earnings relative to supplemental reserve-based accounting data in the extractive petroleum industry. **The Accounting Review**. p. 389-413. jul., 1988.
- FAMA, E.F. Efficient capital markets: a review of theory and empirical work. **The Journal of Finance**, v. 25, n. 2, p. 383-417, 1970.
- FASB - Financial Accounting Standards Board. **Statements of Financial Accounting Standards n° 69 – disclosures about oil and gas producing activities**. 1982.
- FASB – Financial Accounting Standards Board. **Statements of Financial Accounting Standards n° 25 – Suspension of Certain Accounting Requirements for Oil and Gas Producing Companies**. 1979.
- FASB - Financial Accounting Standards Board. **Statements of Financial Accounting Standards n° 19 – financial accounting and reporting by oil and gas producing companies**. 1977.

- HARRIS, T.S.; OHLSON, J.A. Accounting disclosures and the market's valuation of oil and gas properties. **The Accounting Review**. n. 4, p. 651-670. oct., 1987.
- HOTHAUSEN, R.W.; WATTS, R.L. The relevance of the value relevance literature for financial accounting standard setting. **Journal of Accounting and Economics**. v. 31, p. 3-75, 2001.
- IASB - International Accounting Standards Board. **International Financial Reporting Standard n° 6 – exploration for and evaluation of mineral resources**. 2004.
- IASB - International Accounting Standards Board. **Discussion Paper – extractive activities**. 2009.
- JENNING, D.R.; FEITEN, J.B.; BROCK, H.R. **Petroleum accounting: principles, procedures & issues**. 5. ed. Denton, Texas: PricewaterhouseCoopers/Professional Development Institute, 2000.
- JOHNSON, W.B.; RAMANAN, R. Discretionary accounting changes from “successful efforts” to “full cost” methods: 1970-76. **The Accounting Review**. v. 63, n. 1. p. 96-110. jan., 1988.
- KLINGSTEDT, J.P. Effects os full costing in the petroleum industry. **Financial Analysts Journal**. p. 79-86. sep.-oct., 1970.
- LILIEN, S.; PASTENA, V. Determinants of intramethod choice in the oil and gas industry. **Journal of Accounting and Economics**. v. 4, p. 145-170. dec., 1982.
- MALMQUIST, D.H. Efficient contracting and the choice of accounting method in the oil and gas industry. **Journal of Accounting and Economics**. v. 12, p. 173-205. 1990.
- MISUND, B.; OSMUNDSSEN, P.; ASCHE, F. The value-relevance of accounting figures in the international oil and gas industry – cash flows or accruals? *In: Annual North American Conference of the USAEE/IAEE, 25°, 2005. Anais ...* Denver: IAEE, 2005.
- OHLSON, J.A. Earnings, book values, and dividends in equity valuation. **Contemporary Accounting Reserarch**. v. 11. p. 661-687. 1995.
- PRUETT, S.; VANZANTE, N. Successful efforts versus full cost: accounting controversy may soon be resolved. **The Journal of 21st Century Accounting**. v. 3, n. 1. 2003.
- SEC – Securities and Exchange Commission. **Regulation S-X Rule 4-10**. 1975.
- SUNDER, S. Properties of accounting numbers under full costing and successful-efforts costing in the petroleum industry. **The Accounting Review**. p. 1-18. jan. 1976.
- WRIGHT, C.J.; GALLUN, R.A. **Fundamentals of oil & gas accounting**. 5. ed., Tulsa, Oklahoma: PennWell, 2008.