

A RELEVÂNCIA DAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS E SUPLEMENTARES NA AVALIAÇÃO DE PETROLÍFERAS MUNDIAIS

THE RELEVANCE OF ACCOUNTING AND SUPPLEMENTARY INFORMATION IN THE VALUATION OF GLOBAL OIL COMPANIES

**JOÃO CARLOS DE AGUIAR
DOMINGUES¹**

Universidade de São Paulo
joaocarlosdomingues@uol.com.br

**EVANDRO MARCOS SAIDEL
RIBEIRO¹**

Universidade de São Paulo
saidel@fearp.usp.br

RESUMO

A presente pesquisa objetivou investigar a relevância das informações relacionadas às reservas provadas de petróleo e das informações contábeis (lucro e patrimônio líquido) na avaliação de petrolíferas mundiais. Para tal, foram aplicadas regressões considerando a técnica de dados em painel em uma amostra composta por 15 petrolíferas integradas e listadas na New York Stock Exchange (NYSE), durante o período de 2001 a 2012, totalizando 180 empresas-ano. Foram testados oito modelos, todos tendo como variável dependente o logaritmo neperiano ou natural (ln) do preço médio das ações, considerando os preços de fechamento dos meses de novembro, dezembro, janeiro e fevereiro. Como variáveis explicativas foram testados o Patrimônio Líquido (PL), o Lucro Líquido (LL), os Custos Capitalizados (CC), o Volume de Reservas de Óleo e Gás (RPO&G), suas alterações e o Fluxo de Caixa Futuro Descontado (FCD) decorrente dessas reservas. De forma geral, os resultados indicaram que o valor de mercado de uma petrolífera é função da variável contábil PL e de informações relacionadas às reservas provadas de petróleo e de gás. Esse achado reforça a ideia de que os dados contábeis são informações incompletas para a determinação do valor de uma petrolífera, sendo que as informações relacionadas às reservas provadas de petróleo e de gás contribuem incrementando a relevância das variáveis contábeis mensuradas a valores históricos. Em decorrência disso, informações adicionais em notas explicativas sobre as reservas de petróleo são relevantes e necessárias, além das tradicionais já divulgadas nas demonstrações financeiras.

Palavras-chave: petróleo e gás, value relevance, disclosure.

ABSTRACT

This research investigated the relevance of information related to proven reserves of oil and accounting information (net income and book value) in the valuation of global oil companies. Regressions were applied considering the technique of Panel Data on a sample of 15 oil companies integrated and listed on the New York Stock Exchange (NYSE) during the period from 2001 to 2012, totaling 180 firms-year. Eight models were tested, each of them having the Naperian or natural logarithm (ln) of the average share price as dependent variable, considering the closing

¹ Universidade de São Paulo, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto. Av. Bandeirantes, 3900, Monte Alegre, 14040-905, Ribeirão Preto, SP, Brasil.

prices of November, December, January and February. Equity (PL), net income (LL), capitalized costs (CC), volume of gas and oil reserves (RPO&G), components of the change in reserve value, and discounted future cash flow (FCD) of the reserves were tested as independent variables. The results indicated that the market value of an oil company is a function of the PL variable and accounting information related to proven oil and gas reserves. This finding reinforces the idea that the accounting data are incomplete for determining the value of an oil company, and information related to proven oil and gas reserves contributes to increase the relevance of accounting variables measured at historical values. As a result, additional information in the notes on the oil reserves is relevant and necessary, besides traditional information already disclosed in the financial statements.

Keywords: oil and gas, value relevance, disclosure.

INTRODUÇÃO

Usualmente chamadas de *majors*, as grandes petrolíferas mundiais são monitoradas por investidores, analistas financeiros, consumidores, regulamentadores, credores e governos que, como ferramenta necessária ao processo de tomada de decisões, exigem informações financeiras sobre suas atividades (Misund *et al.*, 2005). No entanto, as informações geradas pela contabilidade dessas empresas (integrantes das demonstrações contábeis) e divulgadas ao mercado são objetos de consideráveis controvérsias, pois, aparentemente, não auxiliam nas decisões tão efetivamente quanto em outros setores industriais (Brock *et al.*, 2007; Gallun *et al.*, 1993; Johnston e Johnston, 2006).

De acordo com as atuais práticas contábeis para estas empresas, o valor resultante da descoberta de uma reserva mineral não é evidenciado no balanço patrimonial quando se faz a descoberta, mas somente quando os minerais forem produzidos e vendidos. Isso ocorre devido às dificuldades encontradas pelas empresas em se determinar um valor para as reservas provadas de petróleo e gás (Gallun *et al.*, 1993).

Notadamente, o maior patrimônio de uma empresa de petróleo são suas reservas. Uma das formas mais eficientes de se avaliar uma empresa petrolífera é pela quantidade de reservas que ela possui. Portanto, o valor das reservas deveria ser fornecido aos usuários das informações financeiras – particularmente aos investidores – para auxiliá-los em suas decisões (Adkerson, 1979; Deakin, 1979; Harris e Ohlson, 1987, 1990; Magliolo, 1986; Naggar, 1978).

Atualmente, o que acontece é a exigência de informações financeiras e operacionais adicionais sobre a atividade de explorar e produzir (E&P) petróleo (por exemplo, a *Statement of Financial Accounting Standards* – SFAS 69 e *Regulation S-X* 4-10), além daquelas constantes nas demonstrações contábeis. Em outras palavras, entende-se que os interessados nestas empresas necessitam de outras informações que ainda não impactaram as demonstrações financeiras (Bryan e Tiras, 2007).

Neste ponto, ganham destaque as contribuições de Ohlson (1995). Para o referido autor, as variáveis contábeis

possuem informações relevantes e devem, portanto, ser utilizadas na determinação do valor de uma empresa (preço de suas ações). Adicionalmente, em virtude das características inerentes aos diversos modelos contábeis, o autor admite que se inclua qualquer outra informação disponível sobre a empresa e que seja relevante na predição dos seus resultados contábeis futuros, mas que ainda não tenha sido reconhecida ou captada pela contabilidade. Ao determinar a existência da variável chamada "outra informação", o autor reconhece que os dados contábeis são informações incompletas para a determinação do valor de uma empresa.

Sobre o assunto, a academia e o mercado financeiro estão longe de chegar a um consenso. Um exemplo claro disso é a discussão presente no *Financial Accounting Standards Board* (FASB), desde a década de 50, sobre quais as melhores práticas contábeis e de divulgação (*disclosure*) para as empresas do setor. Já o *International Accounting Standards Board* (IASB) tenta, desde meados de 1998, emitir uma norma que oriente as empresas da indústria extrativista e, sobretudo, as petrolíferas, quanto à divulgação de informações financeiras e não financeiras relevantes para o mercado.

Para Beisland (2009), um dos grandes objetivos dos relatórios financeiros é oferecer aos investidores informações relevantes para que possam, com outras informações, estimar o valor das empresas. Esta ideia se aplica nas empresas do setor petrolífero. O autor elucida, ainda, que pesquisas e estudos que analisam, empiricamente, se esse objetivo foi cumprido pelas demonstrações financeiras são classificados como sendo de *value relevance* e possuem uma questão comum: a informação contábil é relevante para que os investidores estimem o valor das empresas ou é necessário que obtenham informações de outras fontes? Uma extensa literatura, dentro da qual o presente trabalho se inclui, procura responder a essa questão.

Para Brown *et al.* (1999), os estudos ditos como de *value relevance* são normalmente realizados mediante a aplicação de regressões múltiplas. Adotam como variável dependente uma *proxy* relacionada ao valor das empresas (preço das ações ou

seus retornos) e como variáveis independentes as informações contábeis, sendo mais comuns o Lucro e o Patrimônio Líquido.

Assim, por meio de um estudo de *value relevance* aplicado ao setor petrolífero mundial, o problema desta pesquisa é traduzido na seguinte questão: qual a relevância das informações relacionadas às reservas provadas de petróleo e das informações contábeis (lucro e patrimônio líquido) divulgadas por petrolíferas integradas e listadas na Bolsa de Valores de Nova Iorque (*New York Stock Exchange* – NYSE), considerando o período de 2001 a 2012?

Ao responder a questão levantada, objetiva-se investigar a relevância das informações relacionadas às reservas provadas de petróleo e das informações contábeis (lucro e patrimônio líquido) divulgadas por empresas petrolíferas.

Este trabalho está fundamentado no modelo de Ohlson (1995) ao considerar que os dados contábeis são informações incompletas para a determinação do valor das petrolíferas. Para tal, devem-se considerar informações sobre reservas provadas de petróleo.

Considerando que Beaver (2002) argumenta que, na maioria das pesquisas contábeis sobre *value relevance*, as hipóteses se baseiam na predição intuitiva dos sinais dos coeficientes estimados por regressões, espera-se que os coeficientes das variáveis que se comportarem no sentido de adicionar novas reservas (revisões positivas, descobertas, melhorias na recuperação e compras) apresentem sinais positivos e, portanto, criem valor às empresas (preço da ação) por serem interpretadas positivamente pelo mercado (investidores). Já aquelas variáveis que apresentarem comportamento no sentido de diminuir os volumes de reservas (vendas, produção e revisões negativas), por consumirem um produto não renovável e diminuírem a vida útil das empresas, devem apresentar coeficientes com sinais negativos.

Partindo dessas hipóteses sobre os volumes de reservas, espera-se, por dedução, que o fluxo de caixa futuro decorrente delas apresente sinal positivo. Essa mesma ideia se aplica aos investimentos feitos (custos capitalizado), dos quais se esperam coeficientes positivos.

Ao investigar a relevância dessas informações e compará-las, é dada continuidade às pesquisas de Alciatore (1993), Misund *et al.* (2005), Ohlson (1995), Spear (1994).

Vale citar que outros estudos também pesquisaram a relevância dessas informações suplementares prestadas pelas empresas e a reação do mercado. Destacam-se nesta linha os trabalhos de Bell (1983), Berry *et al.* (1997), Berry e Wright (2001), Boone (1998), Bryant (2003), Clinch e Magliolo (1992), Doran *et al.* (1988), Feltham e Ohlson (1995, 1996), Harris e Ohlson (1987), Johnsen *et al.* (1996) e Kennedy e Hyon (1992).

Diferentemente de Boone (1998), Bryant (2003) e de Quirin *et al.* (2000), que se basearam em bancos de dados feitos por empresas particulares e em dados padronizados como, por exemplo, o Banco de Dados *Arthur Andersen Oil & Gas Reserve Disclosure*, este estudo aborda dados primários, capturados nos relatórios das empresas.

Visto que a maioria dos estudos – Alciatore (1993), Harris e Ohlson (1987), Misund *et al.* (2005) – utilizaram modelos de regressão simples, potencialmente viesados, considera-se que este trabalho inova ao utilizar técnicas econométricas e modelos empíricos menos sujeitos a vieses, como métodos de dados em painel.

É diferencial, também, a utilização do valor total dos ativos de E&P de cada empresa como variável de escala. Tal procedimento não é citado em nenhum dos estudos encontrados na literatura.

Por fim, para responder a questão levantada, este trabalho está estruturado da seguinte forma: na segunda seção, consta o Referencial Teórico, onde são apresentadas as características da indústria do petróleo e especificamente da atividade de E&P, bem como os aspectos conceituais do *disclosure* de informações. Na terceira seção, são apresentados os métodos e técnicas estatísticas utilizadas nos testes empíricos; na quarta seção, os resultados encontrados, e na última seção são feitas as considerações finais.

REFERENCIAL TEÓRICO

A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E A ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P)

Basicamente, as atividades da indústria do petróleo são divididas em dois grandes segmentos: o *upstream* e o *downstream*. O *upstream* envolve as atividades de exploração (obtenção de matéria-prima: petróleo e gás), desenvolvimento da produção e produção. O *downstream* refere-se às atividades de refino, transporte, distribuição, estocagem e comercialização (Brock *et al.*, 2007; Santos *et al.*, 2006).

As empresas petrolíferas podem ser classificadas como independentes ou integradas. Uma empresa independente é aquela que atua somente no segmento de E&P. Já as empresas consideradas integradas são aquelas que atuam na atividade de E&P e em pelo menos mais uma das demais atividades (Brock *et al.*, 2007).

De acordo com Gallun *et al.* (1993), a atividade ou segmento de E&P, especificamente, tem o objetivo de realizar a pesquisa, a localização, a identificação, o desenvolvimento e a produção das reservas de óleo e gás. É essa atividade que registra os maiores valores de ativos e os maiores ganhos (lucros) em uma empresa integrada.

Em linhas gerais, a exploração do petróleo busca áreas que reúnem as condições básicas necessárias para a existência de petróleo, tanto na terra quanto no mar. Se a exploração é feita em terra, chama-se *onshore*; se é feita no mar, chama-se *offshore* (Brock *et al.*, 2007; Clô, 2000).

São características ímpares desta indústria: (i) alto risco de poços secos serem encontrados; (ii) distância temporal entre a descoberta de reservas e a realização em lucro ou em caixa e (iii) a importância estratégica que a *commodity* ganhou

nos mercados internacionais e, principalmente, como fonte energética para o mundo (Clô, 2000). Essas características podem ser observadas em quaisquer fases da indústria, mas tornam-se evidentes no seu principal segmento (atividade), a E&P de petróleo (Gallun *et al.*, 1993). É essa atividade que registra os maiores valores de ativos e os maiores ganhos (lucros) em uma petrolífera.

Zamith (2005) esclarece que, na fase de exploração, há um risco muito elevado, pois as chances de se encontrar petróleo e gás natural são remotas. Essas chances são remotas, pois, na maioria dos poços perfurados, não se encontra petróleo em volumes que justifiquem o aproveitamento comercial das jazidas. Uma vez localizada uma jazida explorável comercialmente, o risco diminui, mas o volume de recurso para o desenvolvimento do campo é elevado. Portanto, atrelado ao risco da atividade está o constante acompanhamento da viabilidade da exploração. A autora adiciona, ainda, que o grau de acerto na atividade exploratória é muito variável, dependendo da empresa, do grau de maturidade das bacias e do histórico de descobertas.

As características apresentadas e o risco inerente à atividade de E&P de petróleo fazem com que as empresas do setor atuem sob normas específicas de contabilidade financeira. Apesar de alguns países terem emitido normas, ainda não existe pronunciamento contábil mundial uniforme para a indústria de petróleo e gás.

A ATIVIDADE DE E&P E A EVIDENCIAÇÃO DE INFORMAÇÕES CONTÁBEIS E SUPLEMENTARES

Os órgãos normatizadores de mercados financeiros do mundo inteiro enfrentam dificuldades na elaboração de normas que exijam informações relevantes para o mercado de petróleo, pois existem controvérsias no tratamento contábil dado aos gastos necessários para se explorar e produzir o mineral (Collins e Dent, 1979; Deakin, 1979; Dhaliwal, 1980; Klingstedt, 1970; Sunder, 1976) e em como mensurar (avaliar) o valor das reservas, incluí-las nos relatórios financeiros das companhias e evidenciar ao mercado os resultados da atividade de E&P (Brock *et al.*, 2007; Gallun *et al.*, 1993; Johnston e Johnston, 2006).

As regras contábeis mais utilizadas no tratamento dos gastos das empresas de petróleo são as normas norte-americanas SFAS nº 19 – *Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies* e SFAS nº 69 – *Disclosures About Oil and Gas Producing Activities* (Brock *et al.*, 2007). Essas normas são emitidas pelo FASB.

Vale citar que para o IASB normatização específica para o setor ainda é um assunto em discussões iniciais. Atualmente, a norma que estabelece as regras para o setor é a IFRS nº 6 – *Exploration for and Evaluation of Mineral Resources* (IFRS 6), de 2004.

No Brasil, citam-se o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e a Comissão de Valores Mobiliários (CVM), que

disponibilizaram à Audiência Pública Conjunta a Minuta do Pronunciamento Técnico CPC nº 34 – Exploração e Avaliação de Recursos Minerais, que está referenciada à IFRS 6. Foram aceitas sugestões até 15 de julho de 2009, e o pronunciamento ainda não entrou em vigor.

A partir das exigências estabelecidas pela SFAS nº 19 (1977) e SFAS nº 69 (1982), as empresas petrolíferas passaram a publicar, nas suas demonstrações, uma seção exclusivamente relacionada a suas atividades de exploração e produção de petróleo. Essa seção é denominada pelo órgão como "Informações Suplementares" ou "*Supplemental Information on Oil and Gas Producing Activities*". É importante ressaltar que essas informações suplementares não são auditadas. De acordo com Godoy (2004), essas informações suplementares podem ser divididas em duas categorias: baseadas em valores históricos e baseadas em previsões futuras. Talvez essa seja a grande contribuição da emissão desses pronunciamentos e a grande resposta dos órgãos reguladores às necessidades de informações dos usuários deste setor.

Com base na apresentação das exigências de *disclosure* por parte do FASB, algumas considerações se tornam eminentes. A primeira delas é que a evidenciação suplementar das atividades de exploração e produção de petróleo é, desde sua implantação, motivo de várias discussões sobre a sua relevância para os investidores e também para as próprias empresas do setor (Harris e Ohlson, 1987; Johnsen *et al.*, 1996; Magliolo, 1986; Naggar, 1978). Este trabalho contribui para esta discussão.

Outro ponto importante é o fato de essas informações não serem auditadas (*unaudited*) e, portanto, desprovidas de legitimidade necessária aos investidores. Assim, uma das principais críticas que são feitas às evidenciações exigidas pela SFAS nº 69 é a veracidade das avaliações das reservas provadas (Berry e Wright, 2001).

Outro foco de discussão é a decisão do FASB de colocar em prática a divulgação de informações ditas padronizadas. O órgão faz isso quando determina uma estrutura fixa para a composição do fluxo de caixa futuro gerado pelas reservas provadas e quando fixa a taxa de desconto em 10% ao ano. A justificativa é de que a utilização de uma taxa de desconto padronizada possibilita que as demonstrações contábeis do setor sejam comparáveis. No entanto, essa parece ser a mais forte crítica que se faz ao modelo de desconto padronizado dos fluxos de caixa gerados pelas reservas provadas (Brock *et al.*, 2007).

Diante disso, os estudos de *value relevance* aplicados ao setor petrolífero objetivaram, ao longo dos anos, identificar e comparar a relevância das informações contábeis tradicionais, baseadas em custo histórico, com as informações "suplementares" sobre as atividades de E&P, dentre as quais se citam o volume de reservas provadas de óleo e gás, o volume de produção, de descobertas e do fluxo de caixa futuro considerando o atual volume de reservas.

Ao fazer uma análise dos trabalhos publicados, Misund *et al.* (2005) afirmaram que existem poucas investigações

acadêmicas sobre a relação entre informações financeiras e não financeiras e o valor de empresas petrolíferas. Fato é que, curiosamente, assim como afirmado por Berry e Wright (2001), os resultados dessas pesquisas são conflitantes.

METODOLOGIA

CARACTERIZAÇÃO DA AMOSTRA

Inicialmente, foi levada em consideração a necessidade de listagem das empresas na NYSE durante os anos estudados (2001 a 2012). Essas empresas seguem a normatização da SEC para a elaboração de seus relatórios anuais e são, portanto, obrigadas a atender as exigências do FASB (SFAS nº 19 e SFAS nº 69).

Posteriormente, as petrolíferas foram selecionadas por meio de uma taxonomia de classificação de indústrias utilizada pela bolsa, o *Industry Classification Benchmark* (ICB). O ICB, desenvolvido pela *Dow Jones*, é usado para separar os mercados em setores. Ele distingue, na economia, 10 grupos industriais, que abrangem 18 supersectores. Esses são, então, divididos em 40 setores que, por sua vez, se subdividem em 114 subsectores.

Diante disso, foram considerados os seguintes parâmetros: (i) indústria: petróleo e gás; (ii) supersector: petróleo e gás; (iii) setor: produção de petróleo e gás e (iv) subsector: integrado de petróleo e gás.

Diante desses critérios, a amostra selecionada inicialmente estava composta por 22 empresas, correspondentes a todas as petrolíferas integradas com ações negociadas na NYSE. No entanto, ao levar em consideração o período de análise da pesquisa (2001 a 2012), nem todas as empresas integrantes da amostra inicial estavam listadas na bolsa durante todos os anos. Excluindo essas empresas, uma segunda amostra foi composta por 15, cada uma com observações para os 12 anos pesquisados, somando um total de 180 empresas-ano.

A Tabela 1 apresenta as empresas que compuseram a amostra final, bem como algumas informações que as caracterizam (ativo total, lucro líquido, receita total – em milhões de dólares americanos – e volume de reservas provadas de petróleo – em milhões de barris – todos referentes ao exercício social de 2012).

MODELOS ESTATÍSTICOS

Para se identificar a relevância das informações contábeis (patrimônio líquido e lucro) e das informações sobre as reservas de petróleo e gás, foi utilizado, nessa pesquisa, o modelo proposto por Collins *et al.* (1997). Este é uma variante do modelo de Ohlson (1995). Eles se diferenciam pelo fato de o primeiro utilizar resultado (lucro) líquido do exercício como *proxy* para resultado (ou retorno) anormal, utilizado pelo segundo.

Tabela 1. Amostra da pesquisa.

Table 1. Survey sample.

Empresa	Ativo Total*	Lucro Líquido*	Receita Total*	Reservas Provadas de Petróleo**
1 BP	300.193	11.816	375.580	9.875
2 Chevron	232.982	26.336	230.590	4.353
3 ChinaPetroleum	202.671	10.687	445.767	2.843
4 ConocoPhillips	117.144	11.417	52.215	2.779
5 ENI	184.326	11.448	167.930	3.134
6 Exxon Mobil	333.795	44.880	453.123	12.816
7 HessCorporation	43.441	2.025	37.691	1.171
8 Marathon Oil	27.223	3.393	82.492	901
9 Murphy Oil	17.523	971	28.616	414
10 Petrobras	331.645	10.931	144.103	10.937
11 PetroChina	20.899	347.023	351.247	11.018
12 StatoilHydro	141.120	12.420	126.900	5.422
13 Suncor Energy	76.449	70	2.783	2.133
14 TOTAL	226.814	14.310	240.542	8.363
15 YPF	16.250	862	13.653	590
SOMA	2.272.475	508.590	2.753.234	76.749

Notas: (*) Ativo Total, Lucro Líquido e Receita Total, em milhões de dólares americanos. (**) Volume de reservas provadas de petróleo, em milhões de barris. Todos referentes ao exercício social de 2012.

Ao utilizar um modelo que considera o resultado (lucro) líquido do exercício e não o resultado (ou retorno) anormal, esse trabalho identifica a relevância de uma informação levantada pela contabilidade e divulgada ao usuário (lucro) e não de uma informação de caráter teórico (resultado ou retorno anormal). Assim, contribui-se com órgãos reguladores nas futuras exigências de divulgação de informações para o mercado de capitais.

Foi considerada, também, a simplicidade de operacionalização do modelo de Collins *et al.* (1997) que utilizou variáveis contidas nas demonstrações contábeis e a diversidade de nacionalidade das empresas da amostra, que atuam em diferentes mercados que não possuem os pressupostos dos modelos econômicos para o cálculo dos resultados anormais, conforme proposto por Ohlson (1995).

O modelo geral é:

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v_{it} + \varepsilon_t \quad (1)$$

Em que:

y_{it} = patrimônio líquido da empresa i na data t ;

x_t = resultado líquido da empresa i apurado no período t ;

v_{it} = "outras informações" da empresa i no período t ;

β_1 , β_2 e β_3 = coeficientes estimados da regressão; e

ε_t = termo de erro da regressão.

Assim, levando em consideração o objetivo dessa pesquisa e a possibilidade de inclusão no modelo de Ohlson de informações que ainda não afetaram os resultados, mas o afetarão, são utilizadas como *proxy* para "outras informações" aquelas relacionadas às reservas de petróleo e gás das empresas selecionadas.

Ribeiro *et al.* (2011) evidenciaram a importância das informações sobre reservas para uma petrolífera ao esclarecerem que para os investidores o importante é o nível de reservas provadas da empresa, porque desse nível depende diretamente o número de anos de vida útil dela. A redução das reservas diminui o fluxo de caixa do campo de petróleo, com consequente queda da capacidade de gerar lucros presentes e futuros. Assim, foi em função da importância das reservas para uma empresa de petróleo e gás que o objetivo desse trabalho foi definido.

Basicamente, as empresas divulgam três tipos de informações sobre as reservas de petróleo e gás: (i) informações sobre reservas em valores históricos, (ii) informações sobre reservas em valores futuros e (iii) informações sobre reservas em volumes totais e componentes principais. Assim, serão testados seis modelos, um para cada tipo de informação sobre as reservas (valores futuros, valores históricos e volumes totais), um considerando os componentes que alteram o seu volume e dois considerando a divulgação em conjunto. Esse procedimento se baseia no estudo de Teall (1992). Cada modelo é detalhado a seguir:

(i) Informações sobre reservas em valores históricos

As informações sobre reservas em valores históricos divulgadas pelas petrolíferas referem-se aos Custos Capitalizados Relativos à Produção de Óleo e Gás (*Capitalized Costs Relating to Oil and Gas Producing Activities*), conforme § 18 a § 20 da SFAS nº 69.

Diante disso, o modelo utilizado para testar a relevância dessas informações é baseado na Equação 1 e inclui como "outras informações" o valor dos custos capitalizados relativos às reservas provadas:

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(CC)_{it} + \varepsilon_t \quad (2)$$

Em que:

y_{it} = patrimônio líquido da empresa i na data t ;

x_t = resultado líquido da empresa i apurado no período t ;

$v(CC)_{it}$ = "outras informações" da empresa i no período t , considerados como os custos capitalizados relativos às reservas provadas da empresa i no período t ;

β_1 , β_2 e β_3 = coeficientes estimados da regressão e

ε_t = termo de erro da regressão.

Como todas as empresas da amostra seguem a metodologia de capitalização pelos Esforços Bem-Sucedidos, são capitalizados como custo do ativo de petróleo e gás os gastos das atividades que resultem na descoberta de reservas de petróleo economicamente viáveis.

(ii) Informações sobre reservas em valores futuros

As informações sobre reservas em valores futuros divulgadas pelas petrolíferas referem-se ao fluxo de caixa líquido futuro descontado relativo à quantidade de reservas provadas (*Disclosure of a Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows Relating to Proved Oil and Gas Reserve Quantities*), conforme § 30 a § 34 da SFAS nº 69.

Adicionalmente, pesquisas anteriores já mostraram que as informações sobre o fluxo de caixa descontado padronizado proveniente das reservas petrolíferas possuem conteúdo informacional (Alciatore, 1993; Bell, 1983; Berry *et al.*, 1997; Boone, 1998; Doran *et al.*, 1988).

Dessa forma, o modelo utilizado para testar a relevância dessas informações também é baseado na Equação 1 e inclui como "outras informações" o valor do fluxo de caixa líquido futuro descontado referente à quantidade de reservas provadas. Com isso, o modelo testado é o seguinte:

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(FCD)_{it} + \varepsilon_t \quad (3)$$

Em que:

y_{it} = patrimônio líquido da empresa i na data t ;

x_t = resultado líquido da empresa i apurado no período t ;

$v(FCD)_{it}$ = "outras informações" da empresa i no período t , considerados como o valor do fluxo de caixa líquido futuro

descontado referente à quantidade de reservas provadas da empresa i no período t ;

β_1 , β_2 e β_3 = coeficientes estimados da regressão e

ε_t = termo de erro da regressão.

(iii) Informações sobre reservas em volumes totais

As informações sobre reservas em volumes totais divulgadas pelas petrolíferas referem-se à quantidade líquida de reservas provadas, no final do período, de óleo cru (incluindo óleo condensado e gás natural líquido) e gás natural (*Disclosure of Proved Oil and Gas Reserve Quantities*), conforme § 10 a § 17 da SFAS nº 69.

Dessa forma, o modelo utilizado para testar a relevância dessas informações também é baseado na Equação 1 e inclui como "outras informações" o volume total de reservas provadas de óleo e gás referentes ao final do ano. Com isso, o modelo testado é o seguinte:

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 Y_{it} + \beta_2 X_{it} + \beta_3 v(RPO\&G)_{it} + \varepsilon_t \quad (4)$$

Em que:

Y_{it} = patrimônio líquido da empresa i na data t ;

X_{it} = resultado líquido da empresa i apurado no período t ;

$v(RPO\&G)_{it}$ = "outras informações" da empresa i no período t , considerados como o volume total de reservas provadas de óleo e gás referentes ao final do ano da empresa i no período t ;

β_1 , β_2 e β_3 = coeficientes estimados da regressão e

ε_t = termo de erro da regressão.

A SFAS nº 69 exige também que as empresas divulguem as alterações das quantidades de reservas provadas líquidas de óleo e gás ocorridas durante o ano. Assim, a empresa faz uma espécie de conciliação entre o volume do início do ano (final do ano anterior) e o volume do final do ano. A diferença entre esses volumes é explicada pelas referidas alterações das quantidades. Alciatore (1993) nomeou essas alterações de *Components of the Change in Reserve Value*. De acordo com a SFAS nº 69, esses volumes devem ser classificados em: Revisões de estimativas (*Revisions of previous estimates*), Melhoria de recuperação (*Improved recovery*), Compras de óleo e gás (*Purchases of minerals in place*), Extensões e descobertas (*Extensions and discoveries*), Produção (*production*) e Vendas de óleo e gás (*Sales of minerals in place*).

Assim, levando em consideração que essas informações, que conciliam o volume de reservas de petróleo e gás do início do ano com o do final, podem ter conteúdo informacional, o vetor "outras informações", proposto por Ohlson (1995) e adaptado na Equação 4, foi decomposto em seis outros vetores, cada um referente a uma possível conciliação proposta pela SFAS nº 69.

Diante disso, o seguinte modelo é proposto para testar, separadamente, a relevância das informações relativas às alterações no volume de reservas provadas de óleo e gás de uma empresa petrolífera:

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 Y_{it} + \beta_2 X_{it} + \beta_3 v(REV)_{it} + \beta_4 v(MELH)_{it} + \beta_5 v(COMP)_{it} + \beta_6 v(DESC)_{it} + \beta_7 v(PROD)_{it} + \beta_8 v(VEND)_{it} + \varepsilon_t \quad (5)$$

Em que:

Y_{it} = patrimônio líquido da empresa i na data t ;

X_{it} = resultado líquido da empresa i apurado no período t ;

$v(REV)_{it}$ = revisões de estimativas das reservas provadas de óleo e gás da empresa i durante o período t ;

$v(MELH)_{it}$ = melhorias na recuperação do volume total de reservas provadas de óleo e gás da empresa i durante o período t ;

$v(COMP)_{it}$ = compras de reservas provadas de óleo e gás da empresa i durante o período t ;

$v(DESC)_{it}$ = descobertas de reservas provadas de óleo e gás da empresa i durante o período t ;

$v(PROD)_{it}$ = volume produzido de óleo e gás da empresa i durante o período t ;

$v(VEND)_{it}$ = vendas de reservas provadas de óleo e gás da empresa i durante o período t ;

β_1 , β_2 , β_3 , β_4 , β_5 , β_6 , β_7 e β_8 = coeficientes estimados da regressão e

ε_t = termo de erro da regressão.

Foram, também, testados dois modelos que consideram a possibilidade de divulgação de todas as informações sobre reservas. Assim:

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 Y_{it} + \beta_2 X_{it} + \beta_3 v(CC)_{it} + \beta_4 v(FCD)_{it} + \beta_5 v(RPO\&G)_{it} \quad (6)$$

e

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 Y_{it} + \beta_2 X_{it} + \beta_3 v(CC)_{it} + \beta_4 v(FCD)_{it} + \beta_5 v(REV)_{it} + \beta_6 v(MELH)_{it} + \beta_7 v(COMP)_{it} + \beta_8 v(DESC)_{it} + \beta_9 v(PROD)_{it} + \beta_{10} v(VEND)_{it} + \varepsilon_t \quad (7)$$

Esse procedimento foi realizado levando em consideração os achados de Teall (1992), que identificou que a divulgação conjunta dos três tipos de informações sobre reservas provadas de petróleo e gás (custos históricos capitalizados, volume e fluxo de caixa descontado) aumentou o poder informacional dos relatórios.

Por fim, foi testado um modelo com todas as variáveis e um com as variáveis selecionadas pelo método *stepwise*. Por meio desse método, a contribuição adicional de cada variável independente é examinada antes de ser incluída no modelo (Gujarati, 2006).

Diante dos modelos apresentados, tornam-se pertinentes alguns comentários e a adoção de procedimentos para minimizar um problema comum em pesquisas de *value relevance* que se utilizam dos modelos de preços: o efeito (ou problema) escala.

Basicamente, o efeito escala surge quando são agrupadas empresas de diferentes tamanhos em uma mesma amostra. Nessas situações, empresas maiores terão maior valor de mercado, maior patrimônio líquido e maiores lucros. Diante disso, se o efeito escala não for considerado, em uma regressão

que assume o valor de mercado (preço da ação) como variável dependente e patrimônio líquido e lucros como variáveis independentes, os resultados poderão sinalizar apenas a escala presente na amostra (Easton e Sommers, 2003).

Ao consultar trabalhos sobre *value relevance* e que discutiram o efeito escala, percebe-se que não há um consenso entre os autores sobre qual a melhor forma de se controlar ou minimizar esse problema. Alguns autores sugerem o deflacionamento das variáveis, ou seja, realiza-se a divisão das variáveis independentes por outra variável específica. Barth e Clinch (1998) sugerem que o número de ações pode ser essa variável divisória. Já Hand e Landsman (1998) indicam algumas variáveis contábeis: total dos ativos, receita de vendas, patrimônio líquido e lucro líquido.

Especificamente, a amostra desta pesquisa é composta por empresas petrolíferas integradas, ou seja, que atuam na atividade de E&P e em pelo menos mais uma das demais atividades da cadeia produtiva do petróleo. Para essas empresas, os ativos de E&P são os principais, pois são recursos aplicados na exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás, tais como: plataformas, gastos com desenvolvimento de poços, unidade de separação de petróleo e gás.

Portanto, os investimentos na atividade de E&P demonstram o nível de atividade exploratória e o tamanho dessas empresas. Dessa forma, na tentativa de se utilizar uma variável que deflacionasse as variáveis monetárias utilizadas nos modelos apresentados, optou-se pelo valor total dos ativos de E&P de cada empresa.

Uma vez apresentados os modelos, são descritas, na seção a seguir, as variáveis que os compõem.

CARACTERIZAÇÃO E LEVANTAMENTO DAS VARIÁVEIS

VARIÁVEL DEPENDENTE

Visto que este trabalho objetiva identificar a relevância de informações exigidas por normas que já estão em vigor há vários anos, é utilizado como *proxy* para valor da empresa o preço de sua ação. Um modelo de retorno seria o ideal se a tempestividade da informação fosse o foco. Nesse caso, o ideal seriam pesquisas que investigassem o impacto de determinada norma sobre o valor de mercado das empresas, sendo o retorno em uma determinada "janela" de tempo a *proxy* indicada (Batistela, 2011).

Vale esclarecer que, em pesquisas de *value relevance*, a escolha do modelo a ser utilizado, de preço ou de retorno, é assunto de discórdia entre pesquisadores. Um debate importante sobre esse assunto foi desenvolvido por Landsman e Magliolo (1988). De forma geral, os autores esclarecem que não há um modelo considerado superior. A decisão da escolha deve pautar-se pelas propriedades dos dados analisados. Para Kothari e Zimmerman (1995), o modelo de preço é mais específico e seus coeficientes estimados não são enviesados. Por outro lado,

o modelo de retorno apresenta menos restrições econométricas que o modelo de preço. Christie (1987) corroborou essa informação ao relatar que os modelos de retorno e preço são economicamente equivalentes, mas que o primeiro é menos problemático do ponto de vista econométrico.

Especificamente, em todos os modelos propostos, a variável dependente utilizada foi, para cada empresa em cada ano, o logaritmo neperiano ou natural (ln) do preço médio das ações, considerando os preços de fechamento dos meses de novembro, dezembro, janeiro e fevereiro.

Os valores dos preços das ações foram levantados em dólares americanos e capturados mediante uma pesquisa documental nos Formulários 10-K, no caso de empresas norte-americanas, Formulários 20-F, no caso de empresas estrangeiras, e Formulários 40-F, no caso de empresas canadenses.

Sobre o procedimento de cálculo do logaritmo (ln), Silva (2008) esclarece que, na maioria das pesquisas na área contábil, as variáveis possuem como característica intrínseca alta variabilidade (em decorrência da existência de observações extremas sempre presentes nas amostras observadas). Assim, em geral, busca-se reduzir essa variância de forma a obter um grau de significância satisfatório nos modelos de regressão. Vários métodos podem ser empregados na redução da variância, destacando-se a transformação da medida em seu logaritmo neperiano ou natural (ln).

Quanto ao fato de se utilizar o preço médio das ações, este trabalho se assemelha ao que foi feito por Dalmácio *et al.* (2011) em um contexto de verificação do poder explicativo incremental do *goodwill* no preço de ações de empresas brasileiras, no período de 1998 a 2006. Os autores consideraram o preço médio das ações das empresas, dos quatro meses após o final do exercício social analisado.

VARIÁVEIS INDEPENDENTES

- *Patrimônio Líquido, Lucro Líquido, Custos Capitalizados e Fluxo de Caixa*

Os valores das variáveis relacionadas a Patrimônio Líquido, Lucro Líquido, Custos Capitalizados e Fluxo de Caixa decorrente das Reservas Provasdas de Petróleo e Gás foram levantados em dólares americanos e capturados nos formulários de cada empresa, por meio da *internet*, utilizando o *site* da NYSE.

Os valores de Patrimônio Líquido foram obtidos nos Balanços Patrimoniais (*Balance Sheet*) de cada empresa e os valores de Lucro Líquido nas Demonstrações de Resultado (*Income Statement*). Os Custos Capitalizados e o Fluxo de Caixa, como mencionado, pertencem ao conjunto de informações suplementares exigidas pela SFAS nº 69 e, por isso, foram obtidos na seção "*Supplementary information on oil and natural gas (unaudited)*", divulgada pelas empresas, normalmente, no final de seus relatórios.

Os valores dos Ativos Totais de E&P, que deflacionaram as quatro variáveis citadas, também foram obtidos, para cada ano,

em dólares americanos e capturados nos relatórios anuais de cada empresa, por meio da *internet*, utilizando o *site* da NYSE.

- **Volumes de Reservas de Óleo e Gás e Suas Alterações**

Os valores das variáveis relacionadas aos volumes de reservas provadas foram levantados em barris, para os volumes de óleo (petróleo) e em pés cúbicos (*feet cubic*), para os volumes de gás. Essas informações, assim como os Custos Capitalizados e o Fluxo de Caixa, pertencem ao conjunto de informações suplementares exigidas pela SFAS nº 69 e, por isso, foram obtidas na seção "*Supplementary information on oil and natural gas (unaudited)*", divulgada pelas empresas, normalmente, no final de seus relatórios.

Posteriormente, os volumes de gás foram transformados em Barril de Óleo Equivalente (BOE). Cada barril de óleo corresponde a aproximadamente 6.000 pés cúbicos de gás. Após essa transformação, as variáveis de gás foram somadas às suas respectivas variáveis equivalentes de óleo. O objetivo foi obter valores de cada variável que representasse o volume energético disponível à empresa. Por fim, essas variáveis, relacionadas aos volumes de reservas provadas, agora já em BOE, foram transformadas em seus respectivos logaritmos neperianos ou naturais (ln), assim como feito por Misund *et al.* (2005).

TÉCNICAS E ANÁLISES ESTATÍSTICAS

Utilizou-se para análise estatística a abordagem de dados em painel, com auxílio do *software Gretl*.

Para Gujarati (2006), quando se utiliza a técnica estatística de análise de dados em painel, também chamados de dados combinados, mesclam-se séries temporais e cortes transversais em um único estudo, isto é, a mesma unidade de corte transversal é acompanhada ao longo do tempo.

Basicamente, existem três abordagens na análise de dados em painel: o Modelo *Pooled*, o Modelo de Efeitos Fixos (*Fixed-Effects Model*) e o Modelo de Efeitos Aleatórios (*Random Effects*).

Tendo em vista as diferenças entre as abordagens de dados em painel, a questão a responder é qual a melhor a ser utilizada. A resposta para essa questão depende de qual

modelo se adéqua melhor aos dados do estudo. Alguns testes são utilizados para isso. Fonseca *et al.* (2009) apresentam os seguintes: (i) Teste de Chow, um teste F, que compara a regressão *Pooled* com o Modelo de Efeitos Fixos; (ii) Breusch-Pagan, que compara a regressão *Pooled* com o Modelo de Efeitos Aleatórios e (iii) Teste de Hausman, que verifica qual modelo, Fixo ou Aleatório, é o mais adequado.

O Quadro 1 resume os testes apropriados feitos nos dados da amostra deste trabalho e as consequentes decisões quando se utiliza o modelo de painel de dados.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

ANÁLISE DESCRITIVA

Considerando as 15 empresas que compuseram a amostra final e os 12 anos de estudo para cada uma delas, foram consultados 180 relatórios financeiros. Desse total, 96 (aproximadamente 54%) foram do tipo 20-F; 12 (aproximadamente 6%) foram do tipo 40-F, e 72 (40%) foram do tipo 10-K.

Os relatórios 10-K (*Form* 10-K), 20-F (*Form* 20-F) e 40-F (*Form* 40-F) são o meio pelo qual as informações financeiras e não financeiras, dentro das quais se incluem as informações exigidas pela SFAS nº 19 e SFAS nº 69, são anualmente divulgadas pelas empresas e arquivadas na SEC e na NYSE.

A seguir, constam da Tabela 2 as estatísticas descritivas (valores mínimos e máximos, média, desvio-padrão e coeficiente de variação) das variáveis levantadas, considerando as 12 empresas da amostra ao longo dos 15 anos pesquisados.

O maior Patrimônio Líquido (PL) divulgado foi de \$ 189 bilhões de dólares, pertencente à Petrobras e referente ao exercício social de 2012, e o menor foi o divulgado pela Murphy, em 2001, no valor de \$ 1,4 bilhões. Considerando a média de valores de PL divulgados pelas empresas durante os anos de análise (2001 a 2012), a Exxon foi a responsável pelo maior valor, \$ 116 bilhões, e a Murphy, assim como nos valores absolutos, foi a responsável pelo menor PL médio, no valor de 4,9 bilhões de dólares.

A empresa que divulgou o maior Lucro Líquido (LL) foi a Exxon, no valor de \$ 45 bilhões no exercício de 2008, e o menor

Quadro 1. Regra para escolha da abordagem de dados em painel.

Chart 1. Rule of selection of panel data approach.

Tipo do teste	Resultado do teste	
	Se significativo	Se não significativo
Teste F de Chow	É preferível o modelo de efeito fixo.	É preferível o modelo <i>Pooled</i> .
Teste de Breusch-Pagan	É preferível o modelo de efeito aleatório.	É preferível o modelo <i>Pooled</i> .
Teste de Hausman	É preferível o modelo de efeito aleatório.	É preferível o modelo de efeito fixo.

Fonte: Prates e Serra (2009).

Tabela 2. Estatísticas descritivas das variáveis.
Table 2. Descriptive statistics of variables.

Variável	Observações	Máximo	Mínimo	Média	Desvio padrão	CV (%)
Y	180	165,69	6,62	59,29	30,49	51
PL	180	189.486,62	1.498,16	50.827,58	45.034,96	89
LL	180	45.220,00	-16.279,00	9.175,40	9.681,04	106
CC	180	171.152,00	655,00	38.986,10	35.049,50	90
FCD	180	269.314,43	440,00	58.348,73	59.512,70	102
RPO&G	180	22.281,50	82,33	7.650,76	6.308,66	82
REV	180	2.183,67	-880,88	158,03	361,28	229
MELH	180	63.406,67	0	429,90	4.722,54	1099
DESC	180	2.113,17	2,75	386,89	463,35	120
PROD	180	1.462,00	8,50	580,80	428,56	74
COMP	180	2.888,17	0	112,31	317,89	283
VEND	180	1.178,67	0	72,59	157,59	217
AE&P	180	226.994,00	2.151,00	53.959,70	46.879,14	87

Notas: PL, LL, CC, FCD e AE&P em milhões de dólares americanos. RPO&G, REV, MELH, DESC, PROD, COMP e VEND em BOE.

valor foi o prejuízo de \$ 16 bilhões de dólares, divulgado pela Conoco em 2008. Considerando os valores médios, como nos dados referentes ao PL, a Exxon foi a responsável pelo maior lucro líquido médio do período, no valor de \$ 30 bilhões, e a Murphy foi a empresa com o menor valor, \$ 5 bilhões.

Atenção deve ser dada ao significativo prejuízo divulgado pela Conoco em 2008. A empresa justificou tal cifra devido ao reconhecimento: (i) de 25.443 milhões de dólares de *impairment* de *goodwill* no segmento de E&P; (ii) de 7.410 milhões de dólares de *impairment* nos investimentos da empresa em LUKOIL e (iii) de *impairment* de ativos dos segmentos de E&P e de Refino & Marketing no valor de \$ 4,5 bilhões de dólares.

Vale ressaltar que, em 2008, foi divulgado também o maior lucro das empresas da amostra (Exxon), como já mencionado, o que demonstra a disparidade dos resultados apurados nesse ano pelas empresas do setor. De fato, como justificado pela Conoco, isso pode ter ocorrido em função da crise econômica mundial que teve seu ápice no ano de 2008 com a quebra do *Lehman Brothers*, o segundo maior banco de investimentos dos Estados Unidos.

O maior valor de Custos Capitalizados foi de \$ 171 bilhões, divulgado pela Exxon no ano de 2012, e o menor foi \$ 655 milhões, divulgado pela Hess em 2001. Em valores médios, a Exxon divulgou o maior valor, \$ 84 bilhões, e a Murphy o menor, 5 bilhões de dólares.

Com relação aos valores de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), o maior foi \$ 269 bilhões de dólares e projetado pela Petrobras em 2012, e o menor foi \$ 440 milhões, projetado pela Suncor em 2001. Considerando os anos estudados, a Petrobras

é também a empresa responsável pelo maior valor de Fluxo de Caixa Descontado médio, no valor de \$ 160 bilhões de dólares, e a Murphy foi a empresa responsável pela menor média, no valor de \$ 4 bilhões de dólares.

Os valores de FCD relacionam-se diretamente com os volumes de reservas, uma vez que a empresa projeta aquele levando em consideração os volumes desta. De fato, a Petrobras foi a empresa que divulgou a maior reserva de petróleo e gás, no valor de 22 bilhões de BOE em 2012, sendo também responsável pelo maior valor médio de reservas, 20 bilhões de BOE. O menor valor de reserva foi 82 milhões de BOE e divulgado pela Suncor, já na média a Murphy foi a responsável pelo menor valor, 357 milhões de BOE.

A empresa com maiores investimentos (ativo) no segmento de E&P foi a Exxon, com a cifra de \$ 226 bilhões em 2012, e a menor foi a Murphy, com o valor de \$ 2 bilhões em 2001. Considerando a média dos 12 anos analisados, a Exxon foi também a detentora do maior valor, \$ 120 bilhões, e a Murphy do menor, 2,1 bilhões.

Nesse ponto, é importante citar o estudo de Silva (2008) que investigou se é possível tratar e classificar as medidas operacionais para *proxy* de tamanho de empresas brasileiras, por meio de Leis de Potência. Entre outras coisas, a autora afirmou que o conceito de tamanho de empresa pode ser operacionalizado por meio de medidas contábeis diversas, dentre elas receitas de vendas, valor total de ativos, valor do patrimônio líquido, valor de mercado da empresa, lucros, número de empregados, etc., chamadas, portanto, de medidas operacionais.

Assim, as variáveis apresentadas (PL, Lucro Líquido, Custos Capitalizados, FCD e Ativo de E&P) podem ser consideradas como variáveis que determinam o tamanho da empresa. Especificamente no setor petrolífero, os valores de Ativo (investimento) de E&P são variáveis que denotam o tamanho de uma petrolífera, visto ser esse o principal segmento da atividade.

Diante dos valores apresentados e levando em consideração os comentários relacionados às *proxys* de tamanho de empresa, observa-se que a Exxon e a Petrobras foram as empresas que apareceram com maior frequência com os valores máximos, e a Murphy com os valores mínimos. Assim, os resultados sugerem que entre as maiores empresas da amostra estão a Exxon e a Petrobras, e entre as menores a Murphy.

Com relação aos itens de variações nos volumes de reservas provadas, apresentam-se as seguintes observações:

- A maior revisão das estimativas do volume de reservas foi feita pela Exxon, em 2009, no valor de 2,1 bilhões de BOE. O menor valor foi a revisão negativa da Petrobras, no valor de 880 milhões de BOE em 2001.
 - O maior valor atribuído à melhoria na recuperação de petróleo e gás foi de 63 bilhões de BOE, divulgado pela Petrobras em 2004. Por outro lado, ao longo dos anos estudados, algumas empresas não tiveram alterações em suas reservas atribuídas a esse item.
 - O maior volume atribuído às descobertas foi de 2 bilhões de BOE, divulgado pela BP no ano de 2001. O menor valor foi de 2 milhões de BOE, divulgado pela Murphy em 2002.
 - O maior volume de produção foi de 1,4 bilhões de BOE, divulgado pela BP em 2009. Já o menor foi de 8,5 milhões de BOE, divulgado pela Suncor em 2001.
 - O maior volume de venda de petróleo e gás foi divulgado pela Conoco, em 2002, no valor de 2,8 bilhões de BOE. A empresa foi também responsável pela divulgação do maior volume de compra, 1,1 bilhão de BOE, em 2007. Algumas empresas não registraram, ao longo dos anos estudados, volumes comprados ou vendidos de petróleo e gás. Portanto, essas operações (compra e venda de reservas) não são recorrentes e não constituem objetivo das empresas analisadas – exploração e produção.
- Grande variabilidade das médias do preço das ações das empresas ao longo dos anos, atingindo o valor máximo em 2007 e o mínimo em 2002.
 - Aumento quase que contínuo, ao longo dos anos, dos valores de PL, LL e CC, exceto pela queda do lucro médio das empresas no ano de 2009, saindo de aproximadamente 10 bilhões em 2008 para 8 bilhões em 2009.
 - Grande variabilidade nos valores médios de FCD ao longo dos anos, atingindo o valor máximo de \$ 94 bilhões em 2011 e o mínimo de \$ 22 bilhões em 2001.
 - Valores quase que constantes no volume médio de reservas provadas de petróleo e gás ao longo dos anos, em torno dos 7 bilhões de BOE.
 - Grande variabilidade nos volumes médios atribuídos às Revisões de Estimativas de petróleo e gás.
 - Alto volume médio de petróleo e gás atribuído à Melhoria na Recuperação divulgado no ano de 2004, no valor de 4 bilhões de BOE.
 - Valores quase que constantes de volumes médios de Descobertas e Produção.
 - Relativa variabilidade nos volumes médios atribuídos às Compras e Vendas.

DADOS EM PAINEL

A seguir, são apresentados os resultados das regressões considerando os modelos testados e a análise de dados em painel. Para cada modelo foram considerados os valores de R^2 , da Soma de Quadrados dos Resíduos (SQR) e os Critérios de Informação de Akaike (CIA) e de Schwarz (CIS). Particularmente, os valores de critérios de informação medem a distância entre o modelo em questão e um modelo imaginário, que geralmente é uma abstração. É uma medida de qualidade do modelo proposto. Ao considerar diversos modelos que tentam explicar o mesmo fenômeno, é considerado como o “melhor” aquele que apresentar a menor magnitude de critérios de informação (Emiliano, 2013). Por fim, vale destacar que, quando considerado o Efeito Aleatório, não é calculado o valor de R^2 .

Considerando os oito modelos testados, seis se adequaram à abordagem de Efeitos Fixos e dois à abordagem de Efeitos Aleatórios.

O modelo contendo todas as variáveis da pesquisa foi o que apresentou o maior valor de R^2 e também o menor valor do Critério de Informação de Akaike e a menor SQR. Considerando o Critério de Informação de Schwarz, o modelo ideal foi aquele contendo as variáveis PL, LL, CC, FCD e RPO&G. Essas informações estão sumarizadas na Tabela 3.

Com relação às variáveis testadas, nos oito modelos a variável PL apresentou significância estatística e atendeu as hipóteses levantadas, já a variável LL não apresentou significância estatística em nenhum dos modelos. Portanto, no que diz respeito à capacidade dos números contábeis em explicar os preços das ações de empresas petrolíferas, encontrou-se

Quando à variável dependente, ao longo dos anos estudados, o maior valor foi de \$ 165,59 dólares, atribuído à Petrobras no ano de 2007. A empresa foi, também, responsável pela maior média, considerando os 12 anos analisados, com preço médio de \$ 94,35 dólares. Por outro lado, o menor valor da variável foi de \$ 6,62, atribuído à Statoil no ano de 2001, empresa também responsável pela menor média da variável, \$ 19,90 dólares.

Ainda, de uma análise dos dados e das estatísticas descritivas, algumas observações adicionais podem ser feitas:

Tabela 3. Indicadores de qualidade dos modelos.

Table 3. Quality indicators of models.

Variáveis do modelo	Indicadores de qualidade do modelo				
	Abordagem de dados em painel	R2	SQR	Akaike (CIA)	Schwarz (CIS)
PL, LL e CC	Efeito Fixo	0,277626	44,60828	309,4601	322,2319
PL, LL e FCD	Efeito Aleatório	-X-	59,44899	319,407	332,1788
PL, LL e RPO&G	Efeito Fixo	0,2658	45,33857	292,6341	340,5284
PL, LL, REV, MELH, DESC, PROD, COMP e VEND	Efeito Fixo	0,338438	40,85301	283,8821	309,7742
PL, LL, CC, FCD e RPO&G	Efeito Fixo	0,312335	42,46494	284,8478	308,2954
PL, LL, CC, FCD, REV, MELH, DESC, PROD, COMP e VEND	Efeito Fixo	0,405264	36,72636	268,7147	338,9597
Todas	Efeito Fixo	0,416703	36,01994	267,2187	340,6567
PL, CC, DESC, COMP (Stepwise)	Efeito Aleatório	-X-	51,55745	295,771	311,7358

Fonte: Estimções efetuadas no software Gretl 1.9.14.

grande poder explicativo para o patrimônio líquido e não para o resultado.

Esse resultado corrobora os achados de Harris e Ohlson (1987) e Berry *et al.* (1997), que encontraram evidências de que os valores do patrimônio líquido explicam melhor o comportamento dos preços das ações quando comparados com os resultados. Assim, pode-se inferir que os preços das ações das petrolíferas são mais influenciados pelo interesse dos investidores no resíduo dos ativos da entidade depois de deduzidos todos os seus passivos (PL) do que pelo montante de receitas remanescentes auferidas em determinado período, depois de deduzidos os custos e as despesas (LL). Existem, portanto, evidências de que o lucro líquido no setor petrolífero é uma informação não relevante e que, portanto, não reflete os eventos econômicos.

Ao observar os resultados das variáveis específicas do setor petrolífero, em todos os modelos nos quais o coeficiente da variável CC apresentou significância estatística, o sinal foi negativo e não atendeu a hipótese previamente levantada. Isso demonstra que os valores de Custos Capitalizados apresentaram forte relação inversa (negativa) com os preços das ações das empresas da amostra. Assim, altos valores de gastos capitalizados implicam a precificação para baixo no preço das ações. Esses resultados se aproximam dos achados de Doran *et al.* (1988) e Berry e Wright (2001), no sentido de que informações sobre custos possuem relevância informacional, ou seja, possuem poder de explicação dos preços de ações de petrolíferas.

A variável FCD apresentou coeficiente com significância estatística e com sinal aderente da hipótese levantada em apenas um modelo. Esses resultados evidenciam fraca relação entre os valores de FCD e os preços das ações, ou seja, o Fluxo

de Caixa Descontado (FCD) relativo às Reservas Provasdas de Óleo e Gás é uma medida com baixo poder explicativo e, portanto, de pouca relevância. Tal fato pode ser explicado pelas considerações de Wright e Brock (1999) que afirmaram que a valoração das reservas provadas por meio do Fluxo de Caixa Descontado, como exigido para divulgação, não é considerada exata e confiável.

Esses resultados relacionados ao FCD assemelham-se aos achados de Harris e Ohlson (1987), Teall (1992), Boone (1998), Quirin *et al.* (2000), Cormier e Magnan (2002) e Misund *et al.* (2005). No entanto, são conflituosos com Johnsen *et al.* (1996). Vale citar que, dentre as informações complementares exigidas, o Fluxo de Caixa Descontado (FCD) relativo às Reservas Provasdas de Óleo e Gás foi, talvez, a variável mais estudada empiricamente desde que sua divulgação se tornou obrigatória.

A variável RPO&G apresentou comportamento semelhante ao do FCD, pois nos oito modelos testados em apenas dois apresentou coeficiente significativo e com sinal aderente à hipótese. Como nos resultados do FCD, ficou evidente a fraca relação de RPO&G com os preços das ações das empresas da amostra. Assim, essa variável se figura também como uma medida de baixo poder explicativo e, portanto, pouca relevância. Esse resultado se aproxima dos achados de Bell (1983), Doran *et al.* (1988), Teall (1992), Kennedy e Hyon (1992) e Ribeiro *et al.* (2011). No entanto, são conflitantes com Dharan (1984), Harris e Ohlson (1987), Clinch e Magliolo (1992) e Alciatore (1993).

Das variáveis que conciliam o volume de reservas de petróleo e gás do início de um ano com o do final destacam-se DESC, PROD e COM, pois REV e MELH não apresentaram significância estatística em nenhum dos modelos testados, e a variável VEND apresentou coeficiente significativo em apenas um e com sinal não aderente à hipótese levantada.

Já as variáveis DESC, PROD e COM apresentaram coeficientes significantes e com sinais aderentes às hipóteses em três, um e quatro modelos, respectivamente.

De forma geral, das seis variáveis que conciliam o volume de reservas de petróleo e gás do início de um ano com o do final, quatro apresentaram significância em ao menos um modelo, sendo que dessas apenas uma não apresentou sinal aderente à hipótese. Então, os resultados evidenciam que tais variáveis contêm informações relevantes, sugerindo que informações adicionais em notas explicativas sobre as reservas de petróleo são relevantes e necessárias, além das tradicionais já divulgadas nas demonstrações financeiras. Essas conclusões corroboram os achados de Alciatore (1993) e Spear (1994).

O Quadro 2 resume os resultados encontrados e deve ser entendido da seguinte forma: da primeira coluna constam as variáveis testadas nos oito modelos aplicados; os quadrados marcados com "X" indicam que a variável apresentou coeficiente estatisticamente significativo e, quando azul, aderente à hipótese, quando amarelo não aderente à hipótese.

Após apresentados os resultados, cabe destacar os achados de relevância das informações sobre descobertas e produção.

Descobrir petróleo significa desempenho, e, portanto, indicadores de sucesso no descobrimento de petróleo revelam o desempenho de determinada empresa enquanto exploradora. Ainda, de certa forma, o nível de descobertas das empresas faz com que o preço do petróleo no mercado suba ou desça de acordo com as expectativas de lucros.

Quanto à produção, quando uma empresa, proprietária ou licenciada a explorar uma determinada área, inicia a perfuração de um poço e o içamento do petróleo, cada vez menos petróleo estará disponível para a produção futura. Isso deve ser levado em conta quando for tomada qualquer decisão sobre a quantidade ótima de óleo e/ou gás que se deve produzir.

Assim, Descobertas e Produção são variáveis importantes estrategicamente para o setor petrolífero, pois são as grandes responsáveis pelo aumento (descobertas) ou diminuição (produção) do volume de uma reserva. Uma afeta a outra e, portanto, são dependentes.

A falta de relevância das variáveis REV e MELH pode ser justificada pelo fato de que tais variáveis revelam informações semelhantes à variável DESC. Na essência, essas três variáveis representam aumento de reservas obtido por ganho de eficiência – novas reservas. O próprio SFAS nº 69 faculta a divulgação dessas variáveis somadas às Descobertas quando os valores não forem significativos. Essas variáveis representam alterações nos volumes de reservas, seja por novas descobertas ("descobertas"), pela obtenção de novas informações que alteraram as estimativas anteriores de avaliação das reservas ("revisões") ou pelo aperfeiçoamento operacional do processo de recuperação de reservas ("melhorias na recuperação"). Todas elas se originam do acesso a novas informações antes não dominadas pela empresa (Gallun *et al.*, 1993).

Os resultados também reforçam os pressupostos de Ohlson (1995) de que o valor de mercado de uma empresa é função das variáveis contábeis e de outras informações disponíveis e relevantes na predição dos seus resultados contábeis futuros, mas que ainda não foram reconhecidas ou captadas (outras informações disponíveis sobre a empresa) pela contabilidade.

Fica evidente, então, que os dados contábeis são informações incompletas para a determinação do valor de uma petrolífera, sendo que informações relacionadas às reservas provadas de petróleo e gás contribuem incrementando a relevância das variáveis contábeis mensuradas a valores históricos.

Por fim, vale citar que foram levados em consideração os pressupostos gerais requeridos para a análise de regressões. Corrar *et al.* (2007) esclarecem que a avaliação de uma boa ou

Quadro 2. Resumo dos resultados.

Chart 2. Summary of results.

Modelos/Variáveis testadas	Variáveis/Aderência à hipótese											
	PL	LL	CC	FCD	RPO&G	REV	MELH	DESC	PROD	COMP	VEND	
PL, LL e CC	X		X									
PL, LL e FCD												
PL, LL e RPO&G	X				X							
PL, LL, REV, MELH, DESC, PROD, COMP e VEND	X							X	X	X		
PL, LL, CC, FCD e RPO&G	X		X		X							
PL, LL, CC, FCD, REV, MELH, DESC, PROD, COMP e VEND	X		X	X				X		X	X	
Todas	X		X							X		
PL, CC, DESC, COMP (Stepwise)	X		X					X		X		
TOTAL	7	0	5	1	2	0	0	3	1	4	1	

má regressão está sempre atrelada à situação dos seus resíduos. Os testes feitos foram: (i) normalidade dos resíduos, (ii) homoscedasticidade dos resíduos, (iii) ausência de autocorrelação serial nos resíduos e (iv) multicolinearidade.

Nos dois modelos nos quais foram consideradas apenas as variáveis CC e RPO&G, individualmente, foram observadas restrições apenas em relação à exigência de distribuição normal dos resíduos. No modelo que considerou as variáveis que conciliam o volume de reservas do início de um ano com o do final, os resultados dos testes evidenciaram que os resíduos apresentaram problema quanto à distribuição normal e heteroscedasticidade. Quando avaliado o modelo que considerou apenas as variáveis CC, FCD, RPO&G, os resultados dos testes evidenciaram problemas quanto à distribuição normal e heteroscedasticidade dos resíduos.

No modelo que considerou as variáveis CC, FCD e as que conciliam o volume de reservas, novamente os resultados dos testes dos pressupostos evidenciaram que os resíduos apresentaram problema quanto à distribuição normal e heteroscedasticidade.

No modelo no qual foram incluídas todas as variáveis, os resultados dos testes evidenciaram que os resíduos não apresentaram autocorrelação serial, mas rejeitou-se a hipótese nula de distribuição normal e homoscedasticidade. As variáveis RPO&G e PROD apresentaram multicolinearidade considerável (valores VIF de 8,810 e 12,047, respectivamente). Já no modelo estimado pelo método *stepwise*, os resultados dos testes dos pressupostos evidenciaram que os resíduos apresentaram problema quanto à distribuição normal e heteroscedasticidade.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo desta pesquisa foi o de identificar a relevância das informações relacionadas às reservas provadas de petróleo e das informações contábeis (lucro e patrimônio líquido) divulgadas por petrolíferas integradas e listadas na NYSE. Ao determinar a relevância dessas informações e compará-las, buscou-se avaliar quais são utilizadas pelos usuários na valoração dessas empresas e, conseqüentemente, em suas decisões de investimento.

Assim, por meio de um estudo de *value relevance* aplicado ao setor petrolífero mundial, a seguinte questão norteou esta pesquisa: qual a relevância das informações relacionadas às reservas provadas de petróleo e das informações contábeis (lucro e patrimônio líquido) divulgadas por petrolíferas integradas e listadas na NYSE, considerando o período de 2001 a 2012? Os principais achados indicaram que:

- As informações sobre o patrimônio líquido (PL) são mais relevantes do que as informações sobre os resultados (LL).
- As informações sobre os Custos Capitalizados são relevantes e com forte relação inversa (negativa) com os preços das ações das empresas da amostra.

- Fraca relevância das informações sobre o volume das Reservas Provadas de Petróleo (RPO&G) e do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) relativo a essas reservas.
- Considerável relevância das informações sobre descobertas (DESC), produção (PROD) e compra (COMP) de petróleo.
- Relevância em quatro variáveis das seis que conciliam o volume de reservas de petróleo e gás do início de um ano com o do final.
- Quando o volume de reservas foi desagregado em seus componentes principais (revisões, melhorias de recuperação, descobertas, compras, vendas e produção), houve incremento na relevância dessas informações.
- Grande variabilidade nos valores médios de FCD e do preço das ações (Y) das empresas ao longo dos anos.
- Aumento quase que contínuo, ao longo dos anos, dos valores de PL, LL e CC e valores quase que constantes no volume médio de reservas provadas de petróleo e gás ao longo dos anos.
- Grande variabilidade nos volumes médios atribuídos às Revisões de Estimativas de petróleo e gás.
- Valores quase que constantes de volumes médios de Descobertas e Produção e relativa variabilidade nos volumes médios atribuídos às Compras e Vendas.

Por fim, no decorrer desta pesquisa, diversas questões foram levantadas. No universo de estudos possíveis, recomenda-se um que investigue a relevância de outras variáveis operacionais relacionadas ao setor petrolífero e, sobretudo, à atividade de E&P como, por exemplo, a relevância do índice de sucesso em se encontrar poços e da qualidade do petróleo (preço de venda).

Como possíveis limitações do presente trabalho citam-se: a possibilidade de existência de outras variáveis que aumentariam o poder explicativo dos modelos, mas que não foram consideradas nesta pesquisa por causarem prejuízos ao foco do estudo; a existência, no período de tempo estudado, de um colapso do sistema financeiro global, ocorrido em meados de 2008, que pode ter influenciado nos resultados pelo fato de eventos como este alterarem as características das informações contábeis; limitações dos modelos aplicados, que consideram o lucro corrente para explicar o preço das ações, sendo que parte dessas variações pode ser explicada pelo lucro futuro; e a violação parcial de alguns pressupostos dos modelos de regressão, citados na literatura e que, apesar de observados, não invalidam o comportamento e as tendências que os resultados evidenciaram.

REFERÊNCIAS

- ALCIATORE, M.L. 1993. New evidence on SFAS nº. 69 and the components of the change in reserve value. *The Accounting Review*, 68(3):639-656.

- ADKERSON, R.C. 1979. Can reserve recognition accounting work? *Journal of Accountancy*, 148(3):72-81.
- BARTH, M.E.; CLINCH, G. 1998. Revalued financial, tangible, and intangible assets: Associations with share prices and non-market-based estimates. *Journal of Accounting Research*, 36(1):199-233. <http://dx.doi.org/10.2307/2491314>
- BATISTELA, F.D. 2011. *Reavaliação de ativos e correção monetária integral no Brasil: um estudo de value relevance*. São Paulo, SP. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo, 83 p.
- BEAVER, W.H. 2002. Perspectives on recent capital market research. *The Accounting Review*, 77(2):320-332. <http://dx.doi.org/10.2308/accr.2002.77.2.453>
- BEISLAND, L.A. 2009. A review of the value relevance literature. *The Open Business Journal*, 2(2):7-27. <http://dx.doi.org/10.2174/1874915100902010007>
- BELL, T.B. 1983. Market reaction to reserve recognition accounting. *Journal of Accounting Research*, 2(1):1-17. <http://dx.doi.org/10.2307/2490933>
- BERRY, K.; HASAN, T.; O'BRYAN, D. 1997. The value-relevance of reserve quantity disclosures conditioned on primary financial statement information. *Journal of Energy Finance & Development*, 2(2):249-260.
- BERRY, K.T.; WRIGHT, C.J. 2001. The value relevance of oil and gas disclosures: An assessment of the market's perception of firms' effort and ability to discover reserves. *Journal of Business Finance & Accounting*, 28(5-6):741-769. <http://dx.doi.org/10.1111/1468-5957.00392>
- BOONE, J.P. 1998. Oil and gas reserve value disclosures and bid-ask spreads. *Journal of Accounting and Public Policy*, 17(1):55-84. [http://dx.doi.org/10.1016/S0278-4254\(97\)10005-9](http://dx.doi.org/10.1016/S0278-4254(97)10005-9)
- BROCK, H.R.; CARNES, M.Z.; JUSTICE, R. 2007. *Petroleum accounting: Principles, procedures & issues*. 6ª ed., Denton, PricewaterhouseCoopers/Professional Development Institute, 1102 p.
- BROWN, S.J.; LO, K.; LYS, T. 1999. Use of R2 in accounting research: Measuring changes in value relevance over the last four decades. *Journal of Accounting and Economics*, 28(2):83-115. [http://dx.doi.org/10.1016/S0165-4101\(99\)00023-3](http://dx.doi.org/10.1016/S0165-4101(99)00023-3)
- BRYAN, D.M.; TIRAS, S. 2007. The influence of forecast dispersion on the incremental explanatory power of earnings, book value, and analyst forecasts on market prices. *The Accounting Review*, 83(3):651-678. <http://dx.doi.org/10.2308/accr.2007.82.3.651>
- BRYANT, L. 2003. Relative value relevance of the successful efforts and full cost accounting methods in the oil and gas industry. *Review of Accounting Studies*, 8(1):5-28. <http://dx.doi.org/10.1023/A:1022645521775>
- CHRISTIE, A.A. 1987. On cross-sectional analysis in accounting research. *Journal of Accounting and Economics*, 9(3):231-258. [http://dx.doi.org/10.1016/0165-4101\(87\)90007-3](http://dx.doi.org/10.1016/0165-4101(87)90007-3)
- CLINCH, G.; MAGLILOLO, J. 1992. Market perceptions of reserve disclosures under SFAS No. 69. *The Accounting Review*, 67(4):843-861.
- CLÔ, A. 2000. *Oil economics and policy*. Boston, Kluwer Academic Publishers, 258 p. <http://dx.doi.org/10.1007/978-1-4757-6061-3>
- COLLINS, D.W.; MAYDEW, E.L.; WEISS, I.S. 1997. Changes in the value-relevance of earnings and book values over the past forty years. *Journal of Accounting and Economics*, 24(1):39-67. [http://dx.doi.org/10.1016/S0165-4101\(97\)00015-3](http://dx.doi.org/10.1016/S0165-4101(97)00015-3)
- COLLINS, D.W.; DENT, W.T. 1979. The proposed elimination of full cost accounting in the Extractive petroleum industry: An empirical assessment of the market consequences. *Journal of Accounting and Economics*, 1(1):3-44. [http://dx.doi.org/10.1016/0165-4101\(79\)90013-2](http://dx.doi.org/10.1016/0165-4101(79)90013-2)
- CORRAR, L.J.; PAULO, E.; DIAS FILHO, J.M. 2007. *Análise multivariada para cursos de administração, ciências contábeis e economia*. São Paulo, Editora Atlas, 541 p.
- CORMIER, D.; MAGNAN, M. 2002. Performance reporting by oil and gas firms: Contractual and value implications. *Journal of International Accounting, Auditing & Taxation*, 11(2):131-153. [http://dx.doi.org/10.1016/S1061-9518\(02\)00071-X](http://dx.doi.org/10.1016/S1061-9518(02)00071-X)
- DALMÁCIO, F.Z.; REZENDE, A.J.; LIMA, E.M.; MARTINS, E. 2011. A relevância do goodwill no processo de avaliação das empresas brasileiras. *BASE – Revista de Administração e Contabilidade da Unisinos*, 8(4):359-372. <http://dx.doi.org/10.4013/base.2011.84.07>
- DEAKIN, E.B. 1979. An analysis of differences between non-major oil firms using successful efforts and full cost methods. *The Accounting Review*, 54(4):722-734.
- DHALIWAL, D.S. 1980. The effect of the firm's capital structure on the choice of accounting methods. *The Accounting Review*, 55(1):78-84.
- DHARAN, B.G. 1984. Expectation models and potential information content of oil and gas reserve value disclosures. *The Accounting Review*, 59(2):199-217.
- DORAN, B.M.; COLLINS, D.W.; DHALIWAL, D.S. 1988. The information of historical cost earnings relative to supplemental reserve-based accounting data in the extractive petroleum industry. *The Accounting Review*, 63(3):389-413.
- EASTON, P.D.; SOMMERS, G.A. 2003. Scale and the scale effect in market-based accounting research. *Journal of Business Finance & Accounting*, 30(1-2):25-55. <http://dx.doi.org/10.1111/1468-5957.00482>
- EMILIANO, P.C. 2013. *Crîtérios de informação: como eles se comportam em diferentes modelos*. Lavras, MG. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Lavras, 193 p.
- FELTHAM, G.A.; OHLSON, J.A. 1996. Uncertainty resolution and the theory of depreciation measurement. *Journal of Accounting Research*, 34(2):209-234. <http://dx.doi.org/10.2307/2491500>
- FELTHAM, G.A.; OHLSON, J.A. 1995. Valuation and clean surplus accounting for operating and financial activities. *Contemporary Accounting Research*, 11(2):689-731. <http://dx.doi.org/10.1111/j.1911-3846.1995.tb00462.x>
- FONSECA, J.L.; TRINDADE, L.L.; VIEIRA, K.M.; CERETTA, P.S. 2009. Determinantes de estrutura de capital: uma análise de dados em painel de empresas pertencentes ao Ibovespa no período de 1995 a 2007. *Revista de Gestão USP*, 16(4):29-43.
- GALLUN, R.A.; STEVENSON, J.W.; NICHOLS, L.M. 1993. *Fundamentals of oil & gas accounting*. 3ª ed., Oklahoma, PennWell Books, 770 p.
- GODOY, C.R. 2004. *Evidenciação contábil e as avaliações pelo fluxo de caixa descontado e pela teoria de opções: um estudo aplicado à indústria petrolífera mundial*. São Paulo, SP. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo, 284 p.

- GUJARATI, D.N. 2006. *Econometria básica*. 4ª ed., Rio de Janeiro, Editora Elsevier, 920 p.
- HAND, J.R.M.; LANDSMAN, W. R. 1998. *Testing the Ohlson Model: v or not v, that is the question*. SSRN Working Paper. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=126308>. Acesso em: 03/2012.
- HARRIS, T.S.; OHLSON, J.A. 1987. Accounting disclosures and the market's valuation of oil and gas properties. *The Accounting Review*, 62(4):651-670.
- HARRIS, T.S.; OHLSON, J.A. 1990. Accounting disclosures and the market's valuation of oil and gas properties: evaluation of market efficiency and functional fixation. *The Accounting Review*, 65(4):764-780.
- JOHNSEN, T.; PAXSON, D.A.; RIZZUTO, R.J. 1996. Are petroleum market value a triumph of economics over accounting? *Journal of Business Finance & Accounting*, 23(2):243-261. <http://dx.doi.org/10.1111/j.1468-5957.1996.tb00910.x>
- JOHNSTON, D.; JOHNSTON, D. 2006. *Introduction to oil company financial analysis*. Tulsa, PennWell, 500 p.
- KENNEDY, D.; HYON, Y. 1992. Do RRA earnings improve the usefulness of reported earnings in reflecting the performance of oil and gas producing firms? *Journal of Accounting, Auditing, & Finance*, 7(3):335-356.
- KLINGSTEDT, J.P. 1970. Effects of full costing in the petroleum industry. *Financial Analysts Journal*, 26(5):79-86. <http://dx.doi.org/10.2469/faj.v26.n5.79>
- KOTHARI, S.P.; ZIMMERMAN, J.L. 1995. Price and return models. *Journal of Accounting and Economics*, 20(2):155-192. [http://dx.doi.org/10.1016/0165-4101\(95\)00399-4](http://dx.doi.org/10.1016/0165-4101(95)00399-4)
- LANDSMAN, W.R.; MAGLILOLO, J. 1988. Cross-sectional capital market research and model specification. *The Accounting Review*, 63(4):586-604.
- MAGLILOLO, J. 1986. Capital market analysis of reserve recognition accounting. *Journal of Accounting Research*, 24(1):69-108. <http://dx.doi.org/10.2307/2490730>
- MISUND, B.; OSMUNDSEN, P.; ASCHE, F. 2005. 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, Denver. *Proceedings...* Denver, p. 5-29.
- OHLSON, J.A. 1995. Earnings, book values, and dividends in equity valuation. *Contemporary Accounting Research*, 11(2):661-687. <http://dx.doi.org/10.1111/j.1911-3846.1995.tb00461.x>
- PRATES, R.C.; SERRA, M. 2009. O impacto dos gastos do governo federal no desmatamento no Estado do Pará. *Nova Economia*, 19(1):95-116. <http://dx.doi.org/10.1590/S0103-63512009000100005>
- NAGGAR, A. 1978. Oil and gas accounting: Where Wall Street stands. *Journal of Accountancy*, 146(3):72-77.
- QUIRIN, J.J.; BERRY, K.T.; O'BRYAN, D. 2000. A fundamental analysis approach to oil and gas firm valuation. *Journal of Business Finance and Accounting*, 27(7-8):785-820. <http://dx.doi.org/10.1111/1468-5957.00335>
- RIBEIRO, E.; MENEZES NETO, L.; BONE, R. 2011. Reservas de óleo e gás em modelos de avaliação para empresas petrolíferas. *Revista Brasileira de Finanças*, 9(4):549-569.
- SANTOS, O.M.; MARQUES, J.A.V.C.; SILVA, P.D.A. 2006. O custo de abandono nas empresas petrolíferas. *Revista de Contabilidade e Finanças*, 1(41):56-71.
- SILVA, M.A. 2008. *Aplicação de leis de potência para tratamento e classificação de tamanho de empresas: uma proposta metodológica para pesquisas contábeis*. Ribeirão Preto, SP. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo, 118 p.
- SPEAR, N. 1994. The stock market reaction to the reserve quantity disclosures of U.S. oil and gas producers. *Contemporary Accounting Research*, 11(1):381-404. <http://dx.doi.org/10.1111/j.1911-3846.1994.tb00448.x>
- SUNDER, S. 1976. Properties of accounting numbers under full costing and successful-efforts costing in the petroleum industry. *The Accounting Review*, 51(1):1-18.
- TEALL, H.D. 1992. Information content of Canadian oil and gas companies historic cost earnings and reserves disclosures. *Contemporary Accounting Research*, 8(2):561-579. <http://dx.doi.org/10.1111/j.1911-3846.1992.tb00861.x>
- WRIGHT, C.J.; BROCK, H.R. 1999. Relevance versus reliability of oil and gas reserve quantity and value disclosures: The results of two decades of research. *Petroleum Accounting and Finance Management Journal*, 18(3):86-110.
- ZAMITH, M.R.M.A. 2005. *A nova economia institucional e as atividades de exploração e produção onshore de petróleo e gás natural em campos maduros no Brasil*. São Paulo, SP. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo, 299 p. <http://dx.doi.org/10.11606/t.86.2005.tde-31072005-002338>

Submitted on March 6, 2015
Accepted on January 14, 2016