UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E CONTABILIDADE DE
RIBEIRÃO PRETO
DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO DE ORGANIZAÇÕES

JOÃO CARLOS DE AGUIAR DOMINGUES

O valor da empresa e a relevância das informações contábeis e suplementares de petrolíferas
mundiais

ORIENTADOR: PROF. DR. EVANDRO MARCOS SAIDEL RIBEIRO

RIBEIRÃO PRETO

2014

Prof. Dr. Marco Antonio Zago
Reitor da Universidade de São Paulo

Prof. Dr. Sigismundo Bialoskorski Neto
Diretor da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto

Profa. Dra. Sonia Valle Walter Borges de Oliveira
Chefe do Departamento de Administração

JOÃO CARLOS DE AGUIAR DOMINGUES

O valor da empresa e a relevância das informações contábeis e suplementares de petrolíferas mundiais

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração de Organizações da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Versão Corrigida.

A original encontra-se disponível na FEA-RP/USP.

ORIENTADOR: PROF. DR. EVANDRO MARCOS SAIDEL RIBEIRO

RIBEIRÃO PRETO

2014

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES
TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA
FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Catálogo da Publicação
Biblioteca Central do Campus de Ribeirão Preto - USP (BCRP)
Universidade de São Paulo (USP)

FICHA CATALOGRÁFICA

Domingues, João Carlos de Aguiar

O valor da empresa e a relevância das informações contábeis e
suplementares de petrolíferas mundiais

160 p.: il.; 30 cm

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Economia,
Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto da Universidade de
São Paulo (FEA-RP/USP).

Área de concentração: Mercado e Geração de Valor
Orientador: Ribeiro, Evandro Marcos Saidel

1. Petróleo e Gás. 2. *Value Relevance*. 3. Divulgação.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: DOMINGUES, João Carlos de Aguiar

Título: O valor da empresa e a relevância das informações contábeis e suplementares de petrolíferas mundiais

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração de Organizações da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Versão Corrigida.

A original encontra-se disponível na FEA-RP/USP.

Banca Examinadora

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

DEDICATÓRIA

À minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Estado de São Paulo e aos seus contribuintes por terem indiretamente financiado toda a minha formação superior. Retribuirei com a prestação de serviço e sendo um cidadão atuante.

Agradeço ao Professor Evandro Marcos Saidel, meu orientador, pelos ensinamentos, pelas discussões, pela motivação, pela disposição, pelo exemplo de pesquisador e, sobretudo pela paciência em entender meu ritmo.

A Lígia Maria Amadio Domingues, minha esposa, pela ajuda e compreensão em tudo!

Aos professores, funcionários e amigos da FEA de Ribeirão Preto e da UNESP de Jaboticabal, instituições nas quais lecionei, pelo que representaram em minha formação como profissional.

Às Faculdades Integradas Urubupungá (FIU) de Pereira Barreto/SP, nas quais coordeno o curso de Ciências Contábeis, por me darem condições de crescer enquanto educador.

Aos professores Silvio Hiroshi Nakao e Carlos Alberto Bonacim, por aceitarem avaliar e contribuir com este trabalho desde a fase de qualificação. Estendo esses agradecimentos a todos os membros da banca examinadora da defesa.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro.

À Gislaine de Miranda Quaglio, pesquisadora do Centro de Pesquisa em Finanças (CEPEFIN), grupo de pesquisas vinculado ao Instituto de Ensino e Pesquisa em Administração (INEPAD), pela ajuda com a técnica estatística Dados em Pannel.

À Marketa Maria Jerabek, pela ajuda na tradução do resumo.

E, finalmente, a todos aqueles que contribuíram para o cumprimento de mais esta importante etapa de minha vida.

Muito Obrigado!

“Administrando seus negócios de forma que seu resultado seja do maior valor e visando ao seu próprio ganho, o empreendedor trabalha para tornar a renda da sociedade a maior possível. Embora vise ao seu próprio benefício, promove o da sociedade mais efetivamente do que faria se tivesse a intenção de realizá-lo.”

A Riqueza das Nações (1776)
Adam Smith

RESUMO

DOMINGUES, J. C. A. **O valor da empresa e a relevância das informações contábeis e suplementares de petrolíferas mundiais.** 2014. 160 f. Tese (Doutorado em Administração de Organizações) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

A presente pesquisa objetivou investigar a relevância das informações relacionadas às reservas provadas de petróleo e das informações contábeis (lucro e patrimônio líquido) divulgadas por empresas petrolíferas. Por meio de um estudo de *value relevance* aplicado ao setor petrolífero mundial, o problema de pesquisa desta tese foi 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), durante o período de 2001 a 2012? Para responder a essa questão e atingir o objetivo proposto, foram aplicadas regressões considerando a técnica de Dados em Painel em uma amostra composta por 15 petrolíferas, cada uma com observações para os 12 anos pesquisados, totalizando 180 empresas-ano. Foram testados 8 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 testadas 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. Os resultados mostraram que as informações sobre o 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. Fraca relevância das informações sobre o volume das Reservas Provadas de Petróleo e do Fluxo de Caixa Futuro Descontado relativo a essas reservas. Quando desagregados em seus componentes principais (revisões, melhorias de recuperação, descobertas, compras, vendas e produção) a informação sobre o volume das reservas ganharam relevância. Especificamente, observou-se considerável relevância das informações sobre descobertas, produção e compra de petróleo. Por fim, 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-chaves: Petróleo e Gás. *Value Relevance*. Divulgação.

ABSTRACT

DOMINGUES, J. C. A., **Company value and the relevance of accounting and supplementary information of global oil companies**. 2014. 160 p. Thesis (Doctorate in Administration of Organizations) – Faculty of Economics, Administration and Accountability of Ribeirão Preto, University of São Paulo, 2014.

This actual research investigated the relevance of information related to proven reserves of oil and accounting information (net income and book value) disclosed by oil companies. Thus, by means of a *value relevance* study applied to the global petroleum industry, the following question resulted from the research problem: What relevance does information related to proven reserves of oil and accounting information (net income and book value) disclosed by integrated oil companies that are listed on the stock exchange in New York (*New York Stock Exchange – NYSE*), during the period 2001-2012, have? To answer this question and achieve the proposed objective there were applied panel data regressions in a sample of 15 oil companies, each company with observations for 12 years, totaling 180 observations. There have been tested 8 models, each of them having as dependent variable the Napierian or natural logarithm (ln) of the average share price, considering the closing prices of November, December, January and February. As independent variables have been tested book value (PL), net income (LL), capitalized costs (CC), volume of gas and oil reserves (RPO&G), components of the change in reserve value, discounted future cash flow (FCD) of the reserves. The results revealed that the information about PL is more relevant than the information about LL. The information about the capitalized costs is relevant, with a strong inverse negative relationship with the share prices. Further, the results demonstrated a weak relevance of information on the volume of gas and oil reserves and the discounted future cash flow of the reserves. When broken down into its main components (reviews, recovery improvements, discoveries, purchases, sales and production), the information about volume of gas and oil reserves gained in relevance. Specifically, there has been observed a considerable relevance of information about discoveries, production and the purchases of oil and gas. Lastly, the results indicated that the market value of oil company is a function of PL variable and accounting information relating to proved oil and gas. These findings reinforce the idea that the accounting data are incomplete information for determining the value of an oil company, as the information related to proven reserves of oil and gas contribute to an increasing relevance of the measured accounting variables in historic values. As a result, additional information in the note about the reserves of oil is relevant and necessary, beyond the traditional remarks disclosed in the financial statements.

Keywords: Oil and Gas. Value Relevance. Disclosure.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAPG	<i>American Association of Petroleum Geologists</i>
ADR	<i>American Depositary Receipt</i>
AE&P	Ativo de Exploração e Produção
AICPA	<i>American Institute of Certified Public Accountants</i>
APB	<i>Accounting Principles Board</i>
AQ	<i>ELF AQUITAINE</i>
ARS	<i>Accounting Research Study</i>
ASR	<i>Accounting Series Release</i>
BOE	Barril de Óleo Equivalente
BP	<i>British Petroleum</i>
CC	Custos Capitalizados
CIA	Critério de Informação de Akaike
CIS	Critério de Informação de Schwarz
CMBAR	<i>Capital Market-Based Accounting Research</i>
COMP	Compras de Reservas de Provas de Óleo e Gás
COP	<i>ConocoPhillips</i>
CPC	Comitê de Pronunciamentos Contábeis
CSM	<i>Change in the Standardized Measure</i>
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
CVX	<i>Chevron Corporation</i>
DESC	Descobertas de Reservas Provas de Óleo e Gás
E	<i>ENI S.p.A.</i>
E&D	Exploração e Desenvolvimento
E&P	Exploração e Produção
EBIT	<i>Earnings Before Interest and Taxes</i>
EBITDA	<i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
EC	<i>Ecopetrol S.A.</i>
EUA	Estados Unidos da América

FASB	<i>Financial Accounting Standards Board</i>
FC	<i>Full Cost</i>
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FIV	Fator de Inflação da Variância
G&G	Geológicos e Geofísicos
HES	<i>Hess Corporation</i>
IAS	<i>International Accounting Standards</i>
IASB	<i>International Accounting Standards Board</i>
IASC	<i>International Accounting Standards Committee</i>
IASCF	<i>International Accounting Standards Foundation</i>
IBrX	Índice Brasil
ICB	<i>Industry Classification Benchmark</i>
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i>
IOSCO	<i>International Organization of Securities Commissions</i>
LL	Lucro Líquido
ln	Logaritmo Natural
MDD	Modelo de Desconto de Dividendos
MELH	Melhorias na Recuperação de Reservas Provadas de Óleo e Gás
MPC	<i>Marathon Petroleum Corporation</i>
MQG	Mínimos Quadrados Generalizados
MQO	Mínimos Quadrados Ordinários
MUR	<i>Murphy Oil Corporation</i>
NOPAT	<i>Net Operating Profit After Tax</i>
NTI	<i>Northern Tier Energy LP</i>
NYSE	<i>New York Stock Exchange</i>
O&G	Óleo e Gás
PBR	Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.
PETROBRAS	Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.
PL	Patrimônio Líquido
PROD	Produção de Reservas Provadas de Óleo e Gás
PSX	<i>Phillips 66</i>

PTR	<i>PetroChina Company Limited</i>
RDS.A	<i>Royal Dutch Shell plc</i>
REPPRA	<i>Repsol International Capital Limited</i>
REV	Revisões nas Estimativas de Reservas Provadas de Óleo e Gás
RoACE	<i>Return on Average Capital Employed</i>
ROE	<i>Return On Equity</i>
RPO&G	Reservas Provadas de Óleo e Gás
RRA	<i>Reserve Recognition Accounting</i>
SE	<i>Successful Efforts</i>
SEC	<i>Securities and Exchange Commission</i>
SFAS	<i>Statement of Financial Accounting Standards</i>
SNP	<i>China Petroleum & Chemical Corporation</i>
SP	São Paulo
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers</i>
SQR	Soma dos Quadrados dos Resíduos
SSL	<i>Sasol Limited</i>
STO	<i>Statoil ASA</i>
SU	<i>Suncor Energy Inc.</i>
TOT	<i>TOTAL S.A.</i>
US-GAAP	<i>Generally Accepted Accounting Principles in United States</i>
VEND	Vendas de Reservas Provadas de Óleo e Gás
WPC	<i>World Petroleum Congress</i>
XOM	<i>Exxon Mobil Corporation</i>
YPF	<i>YPF Sociedad Anónima</i>

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Ilustração 1 – Organização do Trabalho.....	26
Ilustração 2 – Cadeia Produtiva do Petróleo	28
Ilustração 3 – Movimentação das Reservas Provadas de Óleo e Gás	46
Ilustração 4 – Agrupamento das Empresas - PL, LL, CC, FCD, RPO&G e AE&P	111
Ilustração 5 – Evolução das Médias das Variáveis ao Longo dos Anos (2001 – 2012).....	117
Ilustração 6 – <i>Boxplots</i> por Grupo de PL, LL, CC, FCD, RPO&G e AE&P	118

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Fases da Atividade de E&P e Suas Características	31
Quadro 2 – Histórico da Elaboração de Norma para Indústria Extrativista pelo IASB.	37
Quadro 3 – Comparação Entre os Métodos de Capitalização dos Gastos.....	42
Quadro 4 – Modelo do Fluxo de Caixa Gerado pelas Reservas	51
Quadro 5 – Justificativas para Aceitação do Modelo de Ohlson.....	58
Quadro 6 – Amostra Inicial	79
Quadro 7 – Amostra Final	80
Quadro 8 – Resumo das Características das Variáveis e Tratamentos Estatísticos.....	93
Quadro 9 – Hipóteses da Pesquisa e Modelos Testados.....	96
Quadro 10 – Regra para Escolha da Abordagem de Dados em Paineis.....	102
Quadro 11 – Caracterização da Amostra Final.....	106
Quadro 12 – Resumo dos Resultados	135

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Movimento nas Reservas da PETROBRAS (2010)	47
Tabela 2 – Custos Capitalizados nas Atividades de E&P da PETROBRAS (2010).....	48
Tabela 3 – Custos Incorridos na Aquisição de Propriedades e em E&P da Chevron (2010)...	49
Tabela 4 – Resultado das Operações de E&P da Chevron (2010)	50
Tabela 5 – Fluxo de Caixa Futuro das Reservas Provadas da Exxon (2010).....	52
Tabela 6 – Estatísticas Descritivas das Variáveis.....	107
Tabela 7 – Estatísticas Descritivas das Variáveis Tratadas	108
Tabela 8 – Médias por Empresa das Variáveis Independentes (2001 a 2012).....	110
Tabela 9 – Médias de PL, LL, CC, FCD, RPO&G e AE&P por Grupo (2001 a 2012).....	112
Tabela 10 – Médias por Empresa das Variáveis que Alteram as Reservas (2001 a 2012)	113
Tabela 11 – Médias e Desvios-Padrão por Empresa da Variável Dependente (2001 a 2012)	114
Tabela 12 – Médias por Ano das Variáveis Independentes – Em Dólares.....	115
Tabela 13 – Médias por Ano das Variáveis Independentes– Em BOE	116
Tabela 14 – Modelo - Relevância das Informações sobre Reservas em Valores Históricos..	120
Tabela 15 – Modelo - Relevância das Informações sobre Reservas em Valores Futuros.....	122
Tabela 16 – Modelo - Relevância das Informações sobre Reservas em Volumes Totais	123
Tabela 17 – Modelo - Relevância das Informações sobre as Alterações das Reservas.....	125
Tabela 18 – Modelo - Relevância das Informações sobre Reservas	126
Tabela 19 – Modelo - Relevância das Informações sobre Reservas e Suas Alterações.....	128
Tabela 20 – Modelo - Todas as Variáveis	130
Tabela 21 – Modelo - Método <i>Stepwise</i>	132
Tabela 22 – Indicadores de Qualidade dos Modelos	133

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 PROBLEMA DE PESQUISA	17
1.2 OBJETIVO	21
1.3 CONTRIBUIÇÕES E JUSTIFICATIVAS	22
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	25
2 A ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E A EVIDÊNCIAÇÃO DE INFORMAÇÕES.....	27
2.1 A ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO.....	27
2.2 CONTABILIDADE PARA A ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	32
2.2.1 Aspectos Históricos.....	33
2.2.2 Tratamento Contábil dos Gastos	38
2.2.3 Evidenciação de Informações (<i>Disclosure</i>)	43
2.2.3.1 Evidenciação (<i>disclosure</i>) exigida pelo FASB	43
2.2.3.2 Evidenciação (<i>disclosure</i>) exigida pelo IASB/CPC.....	53
3 A METODOLOGIA DE VALUE RELEVANCE.....	55
3.1 ASPECTOS CONCEITUAIS	55
3.2 O MODELO DE OHLSON.....	57
3.3 TIPOS E CLASSIFICAÇÕES DE ESTUDOS	66
3.4 ESTUDOS DE VALUE RELEVANCE NO BRASIL	69
3.5 ESTUDOS DE VALUE RELEVANCE NO SETOR PETROLÍFERO	71
4 METODOLOGIA.....	78
4.1 CARACTERIZAÇÃO DA AMOSTRA	78
4.2 MODELOS ESTATÍSTICOS	81
4.3 CARACTERIZAÇÃO E LEVANTAMENTO DAS VARIÁVEIS.....	89
4.3.1 Variável Dependente.....	89
4.3.2 Variáveis Independentes	90
4.5 HIPÓTESES DA PESQUISA	94
4.6 TÉCNICAS E ANÁLISES ESTATÍSTICAS	97
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO	105
5.1 ANÁLISE DESCRITIVA	105

5.2 DADOS EM PAINEL	119
5.3 COMENTÁRIOS E DISCUSSÃO.....	132
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	138
6.1 RESUMO DAS EVIDÊNCIAS EMPÍRICAS	138
6.2 LIMITAÇÕES DA PESQUISA	140
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	142

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo inicial são apresentados o tema objeto de estudo, o contexto no qual se insere, o problema de pesquisa, os objetivos, as contribuições e justificativas e a organização do trabalho. Objetiva-se apresentar uma ideia geral da pesquisa.

1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

O petróleo é a principal fonte de energia primária para a humanidade e ocupa papel de destaque na matriz energética mundial. As empresas que exploram e produzem o mineral estão entre as maiores companhias do mundo considerando lucro e receita. De acordo com a Revista *Fortune*, no ano de 2013, entre as 5 (cinco) maiores empresas das Américas (Norte, Central e do Sul), 3 foram petrolíferas (*Exxon Mobil*, *Chevron* e *ConocoPhillips*). Elas somaram US\$ 853.400 milhões de dólares em receita e US\$ 75.183 milhões em lucros. Em 2007¹ a norte-americana *ExxonMobil* divulgou o maior lucro de uma empresa até então registrado na história dos Estados Unidos da América (EUA), atingindo o valor de US\$ 39,5 bilhões.

Usualmente chamadas de *majors*, essas grandes petrolíferas mundiais são monitoradas por investidores, analistas financeiros, mercados consumidores, órgãos regulamentadores, credores e governos que, como ferramenta necessária ao processo de tomada de decisões, exigem informações financeiras sobre suas atividades (MISUND; OSMUNDSSEN; ASCHE, 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 econômicas tão efetivamente quanto em outros setores industriais (BROCK; CARNES; JUSTICE, 2007; GALLUN; STEVENSON; NICHOLS, 1993; JOHNSTON; JOHNSTON, 2006).

De fato, a contabilidade para o setor petrolífero e, conseqüentemente, sua evidenciação, são caracterizadas por vários problemas teóricos e técnicos que, historicamente, resumem-se na impossibilidade de os analistas e investidores usarem os dados das demonstrações financeiras para avaliar o patrimônio dessas empresas. Isso ocorre por

¹ Valor referente ao exercício de 2006.

consequência das características ímpares dessa indústria: 1) alto risco de poços secos serem encontrados; 2) distância temporal entre a descoberta de reservas e a realização em lucro ou em caixa e 3) 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 evidente no seu principal segmento (atividade): a Exploração e Produção (E&P) de petróleo (GALLUN; STEVENSON e NICHOLS, 1993). É essa atividade que registra os maiores valores de ativos e os maiores ganhos (lucros) em uma petrolífera.

Nesse contexto, o que acontece é a exigência de informações financeiras e operacionais adicionais sobre a atividade de explorar e produzir petróleo (por exemplo, a *Statement of Financial Accounting Standards* - SFAS 69 e *Regulation S-X* 4-10).

De acordo com as atuais práticas contábeis, o valor adicionado resultante da descoberta de uma reserva mineral não é evidenciado no balanço patrimonial quando se faz a descoberta, mas somente quando os minerais são produzidos e vendidos. 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; CONNOR, 1979; DEAKIN, 1979; HARRIS; OHLSON, 1987; HARRIS; OHLSON, 1990; MAGLIOLO, 1986; NAGGAR, 1978).

Fato é que 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; 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; CARNES; JUSTICE, 2007; GALLUN; STEVENSON; NICHOLS, 1993; JOHNSTON; JOHNSTON, 2006).

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 aplica-se 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, Lo e Lys (1999), o estudo da relevância dos números contábeis é o mote de diversas pesquisas em Contabilidade desde a década de 1960. Segundo Iudícibus e Lopes (2004), de maneira geral, esses estudos objetivam investigar o conteúdo das informações contidas nas demonstrações contábeis, tendo como perspectiva o mercado de capitais.

Brown, Lo e Lys (1999) esclareceram, também, que 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 comum o Lucro e o Patrimônio Líquido.

Barth, Beaver e Landsman (2001) definiram *value relevance* como uma metodologia de pesquisa que investiga a associação entre informações contábeis e o valor de mercado de uma empresa. Os autores destacaram que essa abordagem assume como variável a ser explicada o valor da empresa (representada ou pelo preço de sua ação ou pelo seu retorno) e como variáveis explicativas os valores contábeis, sobretudo os lucros e o patrimônio líquido. Em uma linguagem estatística, um valor contábil é considerado uma informação relevante (*value relevant*) se possui uma associação (R^2) significativa com o valor de mercado da empresa.

Diante deste o contexto e por meio de um estudo de *value relevance* aplicado ao setor petrolífero mundial, o problema de pesquisa desta tese 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 identificar a relevância dessas informações e compará-las, pretende-se avaliar quais informações são utilizadas pelos usuários na valoração dessas empresas e, conseqüentemente, em suas decisões de investimento.

De forma geral, diversos estudos tentaram contribuir para a conclusão de quais informações são relevantes e que, portanto, devem ser divulgadas ao mercado. Estudos iniciais relacionavam a divulgação de informações contábeis (por exemplo, lucro e patrimônio líquido) com a variação dos preços das ações ou seus retornos (LIMA, 2010). Essas pesquisas objetivaram verificar se o conteúdo informacional das demonstrações contábeis era relevante para os usuários. Além dos estudos de Ball e Brown (1968) e Beaver (1968), destacam-se Beaver e Dukes (1972), Beaver, Clarke e Wright (1979), Bernard e Thomas (1990), Foster, Olsen e Shevlin (1984), Lee (1992), Patell e Wolfson (1984), entre outros.

No Brasil, os estudos empíricos sobre a relevância das informações contábeis no mercado de capitais são recentes. Lima (2010) destaca os estudos de Bernardo (2001), Dalmácio e Rezende (2008), Gomes e Lorigato (2006), Leite e Sanvicente (1990), Lima e Terra (2004a, 2004b), Lopes (2006), Lopes, Santanna e Costa (2007), Malacrida *et al* (2008), Perobelli e Ness Junior (2000), Prux Junior (1998), Rangel, Dalmácio e Teixeira (2005), Rezende *et al* (2008), Rezende, Martins e Dalmácio (2008), Santos e Lustosa (2008), Sarlo Neto *et al* (2003), Sarlo Neto *et al* (2005), Scarpin, Pinto e Boff (2007), Schiehl (1996), Silva, Macedo e Marques (2012) e Teixeira, Lopes e Costa (2004).

Lima (2010) afirma que, por meio dos resultados desses artigos iniciais, percebeu-se que as informações contábeis são capazes de modificar as expectativas dos investidores e, assim, alterar o preço das ações das empresas e, conseqüentemente, o seu valor. A principal conclusão é de que os números contábeis podem apresentar conteúdo informativo e serem, portanto, relevantes. No setor petrolífero, estes achados são parcialmente questionados, pois as características peculiares da atividade de E&P de petróleo e a importância estratégica da *commodity* tornam necessária a divulgação de informações adicionais sobre a atividade dessas empresas (GALLUN; STEVENSON; NICHOLS, 1993).

Neste ponto, ganham destaque as contribuições de Ohlson (1995). Para o referido autor, as variáveis contábeis que possuem informações relevantes e devem, portanto, ser utilizadas na determinação do valor de uma empresa (preço de suas ações) são o resultado contábil e o patrimônio líquido. 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.

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

Especificamente sobre o setor petrolífero e a atividade de E&P, os estudos focam a relevância: (i) das informações geradas pelos dois principais métodos de contabilização dos gastos incorridos na atividade (Método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos e Método da Capitalização Total); (ii) das informações que eram exigidas pelo método contábil conhecido como Reconhecimento Contábil das Reservas (*Reserve Recognition Accounting*)², que atribuía um valor para as reservas provadas de óleo e gás e procurava refletir os resultados das alterações de valor das reservas provadas e (iii) das informações exigidas pelas normas *Statement of Financial Accounting Standards* (SFAS) nº 19 (1977) e SFAS nº 69 (1982) do FASB.

Basicamente, além das informações contábeis (ativos, passivo, lucro líquido), esses pronunciamentos/normas exigem a divulgação, por parte das empresas, de um conjunto de informações chamadas de “suplementares” sobre sua atividade de E&P. Como exemplo, cita-se a exigência de divulgação do volume de reservas provadas de óleo e gás, do volume de produção, de descobertas e do fluxo de caixa futuro considerando o atual volume de reservas (GONÇALVES, 2008).

1.2 OBJETIVO

Objetiva-se identificar a relevância das informações relacionadas às reservas provadas de petróleo e das informações contábeis (lucro e patrimônio líquido) divulgadas por empresas petrolíferas.

² Levando em conta que nenhum dos métodos de contabilização dos gastos incorridos, Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos e Capitalização Total, refletiam a substância econômica da atividade de E&P de óleo e gás, a *Securities and Exchange Commission* (SEC) anunciou em 1978, o desenvolvimento de um método contábil conhecido como Reconhecimento Contábil das Reservas (*Reserve Recognition Accounting – RRA*) que atribuía um valor para as reservas provadas de óleo e gás e procurava refletir os resultados das alterações de valor das reservas provadas (BROCK, CARNES e JUSTICE, 2007).

Para tal, este trabalho fundamenta-se e prossegue com os trabalhos e modelos de Alciatore (1993), Misund, Osmundsen e Asche (2005), Ohlson (1995), Spear (1994) e nas exigências de divulgação da SFAS nº 69 (1982).

Outros estudos pesquisaram a relevância dessas informações suplementares prestadas pelas empresas e a reação do mercado. Destacam-se nesta linha os trabalhos de Basu e Lynn (1984), Bell (1983), Berry, Hasan e O'bryan (1997), Berry e Wright (2001), Boone (1998), Bryant (2003), Clinch e Magliolo (1992), Doran, Collins e Dhaliwal (1988), Feltham e Ohlson (1995, 1996), Harris e Ohlson (1987), Johnsen, Paxson e Rizzuto (1996) e Kennedy e Hyon (1992).

Diferente de Boone (1998), Bryant (2003) e de Quirin, Berry e Bryan (2000) que se basearam em banco de dados feitos por empresas particulares e com 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, Osmundsen e Asche (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, esta tese contribui originalmente para o estado da arte do tema tratado, pois, considerando que os estudos citados trabalharam com amostra de empresas americanas, este trabalho utiliza empresas que negociam ações em um dos maiores e mais sólidos mercados de ações do mundo, com histórico de normatização financeira para o setor de petróleo e, conseqüentemente, inclui empresas de países em desenvolvimento como, por exemplo, do Brasil e da Argentina.

1.3 CONTRIBUIÇÕES E JUSTIFICATIVAS

De acordo com o *Statistical Review of World Energy* de 2011, elaborado pela *British Petroleum* (BP), no ano de 2010, o mundo consumiu 12.002,4 milhões de toneladas de barris

de combustíveis fontes de energia primária³ e, desse total, 4.028,1 foram de petróleo – aproximadamente 34%. No Brasil, de um total de 253,9 milhões de toneladas de combustíveis fontes de energia primária consumidos, 116,9 foram de petróleo – aproximadamente 46%.

Aragão (2005) alerta que a importância da indústria petrolífera para a economia mundial atual não se restringe apenas à sua posição de principal fonte de energia primária, mas também por toda a estrutura econômica, social, política e financeira que está, direta ou indiretamente, relacionada aos diversos segmentos de sua cadeia produtiva. De fato, o setor petrolífero afeta desde o emprego existente nas regiões produtoras até o saldo da balança comercial de um país.

A autora supracitada relata que o investimento estimado do setor para o período de 2001 a 2030 é de US\$ 3,04 trilhões, distribuídos em: US\$ 2,18 trilhões para o segmento de exploração e produção (72%); US\$ 395 bilhões para o refino (13%) e US\$ 456 milhões para os demais segmentos (15%). No entanto, apesar da importância do setor petrolífero para a economia, Godoy (2004) complementou, naquele ano, que era escassa a literatura nacional específica relacionada aos aspectos financeiros das atividades de E&P de petróleo e gás. Recentemente, Ribeiro, Menezes Neto e Bone (2011) também evidenciaram essa lacuna na literatura. Assim, este estudo se justifica pela importância do setor petrolífero para economia brasileira e mundial.

Ao investigar a relevância das informações relacionadas às reservas provadas de petróleo e gás este trabalho torna-se importante, pois tais informações afetam o mercado como um todo e permitem que um país ou uma empresa detentora de reservas extraia o mineral de acordo com seus planos de exploração, visando obter o maior retorno possível diante das incertezas do mercado e das condições operacionais da empresa.

Adicionalmente, a distribuição das reservas de petróleo não ocorre de maneira uniforme pelo mundo, fazendo com que o acesso às fontes produtoras ou de grandes reservatórios seja desigual, tornando-se ponto de discórdia entre nações e blocos econômicos. Em decorrência disso, existe uma conflituosa relação entre a oferta e a demanda de petróleo, a tecnologia e as relações institucionais entre os países.

Os maiores mercados consumidores de petróleo possuem poucas reservas, produzem apenas pequena parcela do que consomem, são dotados de grande base industrial e gozam de relativa estabilidade institucional. Essa situação os torna dependentes dos grandes produtores mundiais. Países que se enquadram nessa situação são, por exemplo, Estados Unidos, China e

³ Pelo *BP Statistical Review of World Energy* (2011) são considerados combustíveis fontes de energia primária: petróleo, gás, carvão, energia nuclear, hidroeletricidade e fontes renováveis.

Japão. Já os maiores produtores de petróleo, por sua vez, possuem muitas reservas, não possuem grandes mercados consumidores domésticos, são dotados de pouca tecnologia, com reduzida base industrial e vivem em constantes conflitos regionais e instabilidade institucional. Essa situação os torna dependentes de exportações aos grandes países consumidores. Países que se enquadram nessa situação são, por exemplo, Rússia, Arábia Saudita e Irã (SAUER, 2009 – informação verbal⁴).

Assim, devido à importância na variação da quantidade de reservas de petróleo no mundo, as informações divulgadas pelas empresas petrolíferas ganham valor para a economia e, sobretudo para o mercado de capitais, tornando-se fator decisivo na geopolítica mundial e para a tomada de decisão dos investidores.

Do ponto de vista normativo, mesmo com a criação do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), o setor petrolífero brasileiro ainda é caracterizado por práticas impositivas da legislação fiscal (GODOY, 2004). Apesar da emissão do Pronunciamento Técnico CPC nº 34 - Exploração e Avaliação de Recursos Minerais, que está referenciado à norma *International Financial Reporting Standard (IFRS) nº 6: Exploration for and Evaluation of Mineral Resources*, ainda não foram incorporados nas normas e práticas contábeis brasileiras os avanços das normas norte-americanas do FASB.

No mercado nacional, em 1997, a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997), determinou o fim do monopólio conduzido pela Petrobras⁵ e proporcionou a abertura do setor petrolífero brasileiro e todas as empresas do mundo passaram a poder exercer atividades que antes eram exclusivas da Petrobrás. Estes fatos aumentaram a preocupação do setor com a transparência e com a divulgação de informações ao mercado, tornando este estudo importante.

Ao apresentar os aspectos conceituais relacionados à relevância das informações (financeiras e não financeiras) prestadas pelas petrolíferas, contribui-se para o mercado em geral, mas, sobretudo, com investidores, acionistas e analistas, possibilitando que entendam melhor a relação entre informação e preço de ação. Aos executivos e acionistas este trabalho pode definir ferramentas para a tomada de decisão à medida que poderá auxiliá-los na predição dos fluxos de caixa futuro das empresas.

⁴ Palestra: A geopolítica do petróleo: impacto das grandes descobertas no atlântico sul (Prof. Ildo Sauer). “Simpósio Brasil-França de Energia: Novos Atores, Novas Relações Geopolíticas e o Papel da Agroenergia”. São Paulo (SP). Setembro, 2009.

⁵ As operações de exploração e produção de petróleo, bem como as demais atividades ligadas ao setor de petróleo, gás natural e derivados, à exceção da distribuição atacadista e da revenda no varejo pelos postos de abastecimento, eram monopólio da empresa até a referida lei (PETROBRAS, 2009).

Diante desse cenário, torna-se evidente a importância de pesquisas que contribuam para o entendimento da relevância de informações para o mercado de capitais, divulgadas pelas empresas que exploram e produzem petróleo. Principalmente, a partir de tais estudos, contribui-se para os órgãos regulamentadores (Comissão de Valores Mobiliários – CVM – FASB e IASB) nas futuras exigências de divulgação de informações para as petrolíferas.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Levando em consideração os objetivos propostos, este trabalho está estruturado em seis capítulos, incluindo essa introdução e a conclusão, conforme Ilustração 1.

Ilustração 1 – Organização do Trabalho

2 A ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E A EVIDÊNCIAÇÃO DE INFORMAÇÕES

São apresentadas, nesse capítulo, as características da indústria do petróleo, as fases da atividade de E&P, os aspectos históricos e conceituais da contabilidade e *disclosure* de informações da atividade e as exigências de divulgação do FASB e do IASB/CPC. O objetivo é evidenciar as características operacionais da indústria petrolífera (sobretudo da atividade de E&P) que, de alguma forma, influenciaram e influenciam a elaboração de normas, as práticas de *disclosure* e a tomada de decisão por parte dos gestores e investidores.

Vale ressaltar que, em Domingues (2010) há um histórico detalhado da atividade de E&P, suas fases, a estrutura geral de uma indústria petrolífera, uma discussão sobre dados estatísticos de reservas de petróleo e aspectos conceituais sobre a contabilidade para o setor.

2.1 A ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

Indústria petrolífera é o conjunto de atividades relacionadas com a exploração, o desenvolvimento, a produção, o refino, o processamento, o transporte, a importação e exportação, a distribuição e a comercialização de petróleo, gás natural e seus derivados (ARAGÃO, 2005).

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; CARNES; JUSTICE, 2007; GODOY, 2004; SANTOS; MARQUES; SILVA, 2006). Vale ressaltar que alguns autores dividem a cadeia produtiva do petróleo em três segmentos “clássicos”: exploração e produção (*upstream*), refino de petróleo e processamento de gás (*midstream*) e comercialização de combustíveis (*downstream*). Neste trabalho será considerada a divisão da cadeia em dois grandes macrosssegmentos: *upstream* e *downstream*.

A Ilustração 2, a seguir, apresenta a cadeia produtiva do petróleo.

Ilustração 2 – Cadeia Produtiva do Petróleo
 Fonte – Santos *et al*, 2006

Normalmente, as empresas do setor atuam em uma ou mais das quatro atividades ou segmentos do setor:

1. Exploração e produção (E&P),
2. Transporte,
3. Refino de óleo e processamento de gás,
4. Vendas (*marketing*) e distribuição.

Diante disso, elas podem ser classificadas como independentes ou integradas. Uma empresa independente é aquela que atua somente no segmento de exploração e produção de óleo cru. Já as empresas consideradas integradas são aquelas que atuam na atividade de exploração e produção (E&P) e em pelo menos mais uma das demais atividades (GODOY, 2004).

Brock, Carnes e Justice (2007) alertam que empresas independentes são tipicamente vistas pelo público como pequenas e com poucos funcionários, enquanto as integradas são consideradas como "gigantes". Na prática, porém, várias grandes companhias petrolíferas não têm operações de refino ou comercialização e algumas empresas integradas são de pequeno porte.

Para Godoy (2004), quanto maior o número de atividades que uma empresa desenvolve dentro da cadeia produtiva do petróleo, maiores são as flexibilidades gerenciais e, consequentemente, maiores são os proveitos tirados na alta do preço do barril de petróleo. Por isso, as empresas do setor têm procurado desenvolver estratégias de atuar em uma ou mais das quatro atividades ou segmentos verificados. Os benefícios permitem que as empresas operem com vasta escala, em vários países e com diferentes níveis de campos e riscos políticos.

De acordo com Neiva (1986), 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; CARNES; JUSTICE, 2007; CLÔ, 2000; NEIVA, 1986).

No Brasil, prevalece a tendência de concentrar a exploração em atividades *offshore*. Essa tendência tem sido dominante desde meados dos anos 70, fazendo com que o maior volume de reservas provadas de petróleo e de gás do país encontre-se no mar. De acordo com Moutinho dos Santos e Zamith (2003), o Brasil e em particular a Bacia de Campos⁶ transformou-se em uma das mais produtivas áreas *offshore* do mundo, enquanto suas enormes áreas sedimentares *onshore* se encontram pouco exploradas e com potencial de desenvolvimento estagnado.

A atividade de exploração inicia-se com um mapeamento das estruturas geológicas do subsolo pesquisado. O objetivo é encontrar áreas na qual as condições básicas para a descoberta de petróleo possam existir.

Após a aplicação de métodos geológicos e geofísicos de investigação e da interpretação dos dados obtidos, é selecionada uma área onde se identificou a estrutura em que se supõe a presença de petróleo. Em alguns casos, acontecem também as atividades relacionadas à obtenção do direito de explorar, desenvolver e produzir recursos minerais de petróleo e gás, pois, em muitos países, o subsolo é de propriedade do Estado, sendo a exploração permitida mediante contratos de concessão (CARDOSO, 2005; NEIVA, 1986).

Posteriormente, a área é examinada de forma mais detalhada, utilizando dados geológicos mais apurados que na fase inicial. Ocorre uma perfuração do chamado poço pioneiro. O objetivo é verificar a real existência de petróleo: para Godoy (2004), só a perfuração do poço pioneiro revela a existência de petróleo. Assim, apenas o início do processo de exploração não garante a certeza de que será encontrado um reservatório petrolífero. Vale ressaltar que as atividades que compõem essa fase (de pesquisas geológicas e geofísicas e perfuração do poço pioneiro) consomem grande volume de recursos e também possuem um alto risco, pois indicam se a área estudada tem ou não potencial de comercialidade (ZAMITH, 2005).

⁶ A Bacia de Campos é uma bacia sedimentar brasileira situada na costa norte do Estado do Rio de Janeiro, estendendo-se até o sul do Estado do Espírito Santo. Possui aproximadamente 100 mil quilômetros quadrados (PETROBRAS, 2012).

Confirmada a descoberta, são perfurados os chamados poços de delimitação ou extensão. O objetivo é furar poços adicionais ao poço pioneiro para se estabelecerem os limites do campo. A perfuração de poços adicionais permite que, nessa fase, ocorra, também, um processo de avaliação da descoberta realizada. Na essência, ocorre o levantamento de alguns parâmetros técnicos como: dimensões da jazida (espessura, área, volume e profundidade), características do reservatório (porosidade, permeabilidade, saturação de água e de hidrocarbonetos, razão do total de rocha em relação às rochas do reservatório), desempenho do poço (índice de produtividade, taxa de declínio), custos (perfuração, completação⁷, aquisição de dados) e preço dos produtos (variação no cenário de preços previstos, histórico de preços) (BROCK; CARNES; JUSTICE, 2007; NEIVA, 1986).

É com base nessas informações levantadas que é feita a análise da viabilidade econômica do projeto para a sequência dos trabalhos. Caso o projeto seja economicamente inviável ele deverá ser abandonado, caso contrário, ele será continuado. Basicamente, é verificado se existem indicações de que as reservas de petróleo e gás são suficientes para justificar o investimento realizado. Portanto, essa fase é decisiva (BROCK; CARNES; JUSTICE, 2007; GALLUN; STEVENSON; NICHOLS, 1993; THOMAS, 2001).

Após a confirmação da viabilidade econômica da reserva são iniciadas as atividades para colocar o campo em condições operacionais de produção, ou seja, o campo é desenvolvido. Segundo Gallun, Stevenson e Nichols, (1993), essa etapa compreende: a construção de plataformas e plantas de tratamento, a construção e instalação de equipamentos necessários para a produção e a construção de dutos e sistema de escoamento e transporte da produção.

Posteriormente, inicia-se a extração do petróleo e do gás existente para a comercialização. As atividades típicas são: conexão dos poços, estocagem, tratamento do petróleo (remoção de sedimentos e água), separação do petróleo e descarte e tratamento de resíduos. A partir de então, são, efetivamente, geradas as receitas e custos inerentes da cadeia produtiva do segmento de *upstream* (GALLUN; STEVENSON; NICHOLS, 1993).

A última fase é o abandono do campo, que ocorre quando há indícios de que a taxa de produção de petróleo e do gás está em declínio. Efetivamente, o abandono ocorre quando as vendas de petróleo e gás já não geram receitas suficientes para cobrir os custos de produção. Nessas condições, o campo deve ser retirado de operação e seus poços tamponados, de modo a isolar os fluídos das formações, visando minimizar os riscos de acidentes e danos ao meio

⁷ Concluída a perfuração de um poço, é necessário deixá-lo em condições de operar durante toda a sua vida produtiva. Ao conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo e/ou gás denomina-se: COMPLETAÇÃO.

ambiente. Todas as instalações e equipamentos localizados no campo também devem ser removidos, de modo que o local seja revertido ao seu estado natural, recuperando as condições existentes no período anterior à intervenção produtiva (SANTOS; MARQUES; SILVA, 2006).

No entendimento das atividades descritas é válido destacar dois pontos: (i) a sequência das atividades nem sempre é igual para todas as empresas ou projetos, pois algumas etapas podem ocorrer de forma concomitante, de acordo com a necessidade e características da área explorada e (ii) em cada uma das etapas descritas se faz necessário o constante acompanhamento da viabilidade econômica do projeto para a sequência dos trabalhos.

Com relação à atividade de E&P, algumas considerações do ponto de vista operacional são necessárias para que fique evidente o risco atrelado à atividade e, conseqüentemente, a preocupação de regulamentadores contábeis e investidores quanto à divulgação de informações adicionais a seu respeito.

Brock, Klingstedt e Jones (1990) afirmam que, geralmente, é esperado que entre 80% a 90% das áreas não provadas adquiridas por um explorador serão abandonadas sem produção. O motivo é que essas áreas serão avaliadas como economicamente inviáveis, ou seja, esse é o risco inerente à atividade de E&P.

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.

O Quadro 1 resume as fases da atividade de E&P e seus respectivos tempos de desenvolvimento, riscos envolvidos, investimentos necessários e impactos nos fluxos de caixa.

Fases	Tempo (anos)	Risco	Investimento	Fluxo de Caixa
Exploração	2 a 8	Elevado	Elevado	Negativo
Desenvolvimento	3 a 7	Baixo	Muito Elevado	Muito Negativo
Produção	15 a 60	Baixo/Nulo	Encargos da Produção	Positivo

Quadro 1 – Fases da Atividade de E&P e Suas Características
Fonte – Adaptado de Zamith (2005)

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.

2.2 CONTABILIDADE PARA A ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

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; CARNES; JUSTICE, 2007). Essas normas são emitidas pelo *Financial Accounting Standards Board* (FASB).

Vale citar que, para o *International Accounting Standards Board* (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.

A IFRS nº 6 foi emitida para viabilizar a inclusão das empresas exploradoras de recursos minerais, dentre elas as empresas petrolíferas, nas regras contábeis internacionais quando da adoção das normas do IASB. Até a emissão dessa IFRS, não havia no rol das normas contábeis internacionais orientações exclusivas para o tratamento da avaliação e exploração de recursos minerais (SANTOS; LOPES; SILVA, 2010). Diante dessa lacuna, a IFRS nº 6 objetiva apresentar as regras contábeis para essas atividades.

No Brasil, cita-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 norma *Exploration for and Evaluation of Mineral Resources* – IFRS 6, emitida pelo IASB. Foram aceitas sugestões até 15 de julho de 2009 e o pronunciamento ainda não entrou em vigor.

O CPC nº 34 tem por objetivo específico orientar sobre o tratamento das informações contábeis relacionadas com a exploração e avaliação de recursos minerais. Aborda desde a fase de aquisição do direito legal de exploração até a constatação da viabilidade técnica e comercial do empreendimento, em cada área específica de exploração.

Basicamente, os pronunciamentos citados estabelecem regras de contabilidade (métodos de contabilização, depreciação, etc.) e exigem que sejam divulgadas ao mercado, informações específicas sobre as empresas petrolíferas.

De forma geral, as discussões e debates em torno da contabilidade e de quais informações devem ser divulgadas sobre o setor petrolífero, dizem respeito aos custos incorridos nas atividades de exploração do recurso mineral. Esses custos podem receber, geralmente, dois tratamentos diferenciados definidos por métodos de contabilização: o Método *Full Cost* (FC) ou da Capitalização Total e o Método *Successful Efforts* (SE) ou dos Esforços Bem Sucedidos. Os tratamentos diferenciam-se, basicamente, na definição de quais gastos de exploração e produção podem ou não ser capitalizados. Assim, importante para o entendimento da evolução da normatização contábil e de divulgação para o setor petrolífero é conhecer o histórico de estudos e discussões em torno do tema.

2.2.1 Aspectos Históricos

Considerando a normatização contábil norte-americana, até meados dos anos 50, o método de capitalização dos gastos incorridos utilizado pela maioria das empresas do setor petrolífero era o método conhecido como “Contabilidade pelos Esforços Bem Sucedidos” (*successful efforts accounting – SE*). Em essência, eram capitalizados os gastos incorridos nas atividades exploração, desenvolvimento e produção de reservas de petróleo que resultassem, de fato, em reservas economicamente viáveis. Os gastos incorridos nas mesmas atividades, mas que não resultassem em reservas viáveis deveriam ser lançados como despesas para compor o resultado do período.

Nessa mesma época, o Método da Capitalização Total (*full cost method – FC*), surgia como uma nova abordagem para a contabilização das atividades de E&P das empresas de óleo e gás. Nessa abordagem, todos os gastos incorridos na exploração, aquisição e desenvolvimento das reservas de óleo e gás eram capitalizados, independentemente do sucesso ou insucesso da atividade. Esse método foi inicialmente adotado pelas empresas não integradas de exploração de óleo e gás (BROCK; CARNES; JUSTICE, 2007).

Em 1964, o *Accounting Principles Board* (APB) e o *American Institute of Certified Public Accountants* (AICPA) começaram a elaborar um estudo sobre contabilidade financeira e relatórios na indústria extrativista. Os resultados desse trabalho foram publicados pelo APB

em 1969. Intitulado *Accounting Research Study nº 11* (ARS 11). O estudo sugeriu que o método da Capitalização Total deveria ser eliminado e que somente o método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos deveria ser aceito.

Em 1973 é extinto o APB e criado o FASB para substituí-lo. Com a criação do FASB, é emitido, em 1977, a SFAS nº 19 – *Financial Accounting and Reporting for Oil and Gas Producing Companies*, que prescrevia o método contábil de Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos para determinar os gastos que deveriam ser capitalizados e ainda exigia a evidenciação das reservas provadas de óleo e gás.

A SFAS nº 19 foi severamente criticada pela *Securities and Exchange Commission* (SEC) e, sobretudo, por produtores independentes de óleo e gás. Assim, em agosto de 1978, a SEC anunciou o *Accounting Series Release 253* (ASR 253). Por meio dessa normativa, a SEC reconhecia que nenhum dos métodos refletia a essência econômica da atividade de exploração e produção de óleo e gás. As justificativas eram que nenhum dos métodos reconhecia o valor das reservas de petróleo e gás e que eles não refletiam a renda oriunda das descobertas.

Foi assim que a SEC anunciou o desenvolvimento de um método contábil conhecido como Reconhecimento Contábil das Reservas (*Reserve Recognition Accounting – RRA*), que atribuía um valor para as reservas provadas de óleo e gás e procurava refletir os resultados das alterações de valor das reservas provadas.

No entanto, outro problema surgiu: a determinação de um valor para as reservas provadas de óleo e gás. Assim, a SEC concluiu que não seria possível exigir a divulgação das demonstrações contábeis pelos critérios do RRA. De acordo com Godoy (2004), o insucesso da SEC na tentativa de pôr em prática os conceitos do RRA ocorreu em função de problemas práticos para serem estimados o valor das reservas provadas, os custos de produção futura, os períodos a serem considerados na avaliação das reservas, a taxa de desconto dos fluxos de caixa gerados e o preço de venda ou valor do óleo e do gás.

Em dezembro de 1978, a SEC emitiu os boletins ARS 257 e ARS 258, que tratavam, respectivamente, das regras do método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos e do método da Capitalização Total. As regras estabelecidas no ARS 257 eram, essencialmente, as mesmas contidas na SFAS nº 19. Com o ARS 258, a SEC anunciou a adoção das regras para as empresas que usavam o método da Capitalização Total (FC). Essas regras foram modificadas e deram origem ao Regulamento SX 4-10.

Após as ações da SEC, que permitiram às empresas do setor de óleo e gás usarem qualquer um dos métodos de contabilidade, o FASB emitiu, em fevereiro de 1979, a SFAS nº 25 – *Suspension of Certain Accounting Requirements for Oil and Gas Producing Companies*.

Essa norma suspendeu por um período indefinido a maior parte das exigências contidas na SFAS nº 19, entre elas, a da utilização do método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos para capitalização dos gastos nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás.

Em novembro de 1982, o FASB emitiu a SFAS nº 69 – *Disclosures about Oil and Gas Producing Activities* e, em dezembro de 1982, a SEC anunciou a sua adoção. Entre outras coisas já previstas no RRA, a SFAS nº 69 inovou ao exigir a evidenciação do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelas reservas provadas.

Controvérsias sobre a utilização dos dois métodos de capitalização voltaram a ser discutidas em 1986, quando a SEC propôs a eliminação do Método da Capitalização Total. Membros da Comissão rejeitaram a proposta e os dois métodos continuam aceitos para a contabilidade e apresentação dos relatórios financeiros da indústria de óleo e gás. De acordo com Brock, Carnes e Justice (2007), atualmente, 70% das 20 maiores empresas de capital aberto de petróleo dos Estados Unidos utilizam o método dos esforços bem sucedidos.

Ao se levar em consideração o histórico da normatização contábil do IASB, constata-se que a primeira versão da IFRS nº 6 foi emitida em dezembro de 2004 e a versão atual inclui as alterações resultantes de IFRSs emitidas até 3 de julho de 2008.

Para Santos, Lopes e Silva (2010), ao se verificarem as normas emanadas pelo IASB percebe-se que, para este órgão, a contabilidade para o setor petrolífero é um tema ainda em estágio embrionário. Para os referidos autores, a norma (IFRS nº 6) foi emitida apenas para viabilizar a adoção das IFRS, em 2005, na Europa, uma vez que apenas permitiu que as empresas continuassem a seguir o método contábil que já adotavam. Os referidos autores afirmam que os estudos sobre o tema iniciaram no órgão antecessor ao IASB, o *International Accounting Standards Committee* (IASC)⁸, em 1998. Em 2000, o *Steering Committee* publicou um *Issues Paper (Extractive Industries)*.

Cortese, Irvine e Kaidonis (2009) ressaltam que, em 1998, quando adicionou à sua agenda um projeto de elaboração de uma norma sobre a divulgação de informações financeiras da indústria extrativista, o então IASC reconheceu as dificuldades e incertezas associadas com a contabilidade para este setor. Em suma, o órgão havia reconhecido que a divergência de métodos e práticas de contabilidade foi, ao longo dos anos, um entrave

⁸ Sediado em Londres, o IASB começou suas atividades em 1973 sob a denominação de *International Accounting Standards Committee* (IASC). Foi, no entanto, em 2001, que o antigo IASC sofreu uma reestruturação e passou a se chamar *International Accounting Standards Board* (IASB), assumindo não só um novo nome, mas também a responsabilidade de harmonizar os modelos contábeis ao redor do mundo (IASB, 2012).

significativo para a comparabilidade de relatórios de diferentes empresas de mineração e, consequentemente, petrolíferas.

Inicialmente, em 1998, o projeto foi liderado por um Comitê Gestor Internacional, formado por membros da Austrália, Canadá, Alemanha, Índia, Itália, África do Sul, Suíça, Reino Unido e Estados Unidos. Os representantes desses países eram profissionais variados, como contadores, executivos, acadêmicos e analistas financeiros.

Esse grupo atingiu o seu primeiro marco em novembro de 2000 com a publicação do *Extractive Industries Issues Paper*. Esse documento continha 412 páginas, organizadas em 16 capítulos. Basicamente, levantou uma série de questões sobre a avaliação de reservas e a divulgação de informações financeiras. Foi aberta a possibilidade para os interessados se pronunciarem sobre as questões levantadas. Além disso, dado o grande interesse no projeto, as questões também foram divulgadas para os "altos executivos financeiros de cerca de 300 empresas da indústria extrativista mundial" (CORTESE; IRVINE; KAIDONIS, 2009). Nesse momento, para orientar o público, o IASB, através de seu Comitê Gestor, divulgou que era a favor da adoção de um método mais consistente com o conceito dos Esforços Bem Sucedidos (IASB, 2000).

A análise das sugestões recebidas revelou que a maioria das empresas apoiava a ideia do órgão, que era de eliminação do método *full cost*. Diante dessas constatações, Luther (1996) afirma que os que apoiaram a proposta de eliminação do *full cost* foram as grandes empresas da indústria extrativista e empresas de auditoria externa, que já usavam o *successful efforts*. De outro lado, os que defenderam a continuidade da possibilidade de escolha de um método foram as empresas pequenas e independentes. O argumento foi de que o *full cost* reflete adequadamente suas operações comerciais e proporciona uma melhor apresentação de suas demonstrações contábeis, sobretudo do resultado.

Percebe-se, então, que as discussões vividas recentemente pelo IASB/IASC sobre a contabilidade e divulgação para o setor petrolífero parecem ser aquelas vividas pelo FASB nas décadas de 50 e 60. Curiosamente, até mesmo a preferência dos órgãos (IASB e FASB) e das grandes empresas pelo *successful efforts* e a resistência das pequenas pela não eliminação do *full cost* remonta-nos às histórias e experiências vividas pelo FASB. Cortese, Irvine e Kaidonis (2009) afirmam de forma contundente que está claro que a história está se repetindo.

Em julho de 2001, o IASB anunciou que reiniciaria o projeto de elaboração de uma norma específica para a indústria extrativista somente quando a agenda permitisse (IASCF, 2003, 2004). Então, em setembro de 2002, anunciou que era inviável terminar o projeto e formular uma norma internacional de contabilidade no prazo estipulado: 01 de janeiro de

2005, prazo fixado para a adoção completa das normas internacionais de contabilidade (IFRSs).

Diante disso, o órgão emitiu, em 15 de janeiro de 2004, o *Exposure Draft 6 Exploration for and Evaluation of Mineral Resources*. O *Exposure Draft* tinha o objetivo de implementar melhorias nas práticas contábeis para atividades de exploração e avaliação de recursos minerais e foi considerado uma medida provisória ao invés de uma norma específica para as indústrias extrativistas. A essência era permitir que as empresas continuassem a seguir o método contábil que utilizavam antes da adoção das IFRSs, assim como já relatado por Santos, Lopes e Silva (2010). Para Cortese, Irvine e Kaidonis (2009) o *status quo* permaneceu praticamente inalterado.

O Quadro 2, a seguir, sumariza os principais acontecimentos históricos que marcaram a elaboração de uma norma específica para a indústria extrativista pelo IASB.

Mês/Ano	Fato Histórico
Abril de 1998	Foi adicionado à agenda do IASC um projeto para elaboração de uma norma contábil específica para a indústria extrativista. Foi, também, instituído um Comitê Gestor como responsável.
Novembro de 2000	<i>Extractive Industries Issues Paper</i> foi emitido e disponibilizado para comentários do público.
Abril de 2001	O órgão foi reestruturado. O IASC é extinto e dá lugar ao IASB.
Junho de 2001	Os comentários do público são recebidos.
Julho de 2001	O IASB adia o projeto de elaboração de uma norma contábil específica para a indústria extrativista.
Setembro de 2002	O IASB decide não emitir esta norma no período programado, para adoção em 2005.
Janeiro de 2004	<i>Exposure Draft 6: Exploration for and Evaluation of Mineral Resources</i> é emitido e disponibilizado para os comentários do público.
Abril de 2004	Os comentários a respeito do <i>Exposure Draft 6</i> são recebidos.
Dezembro de 2004	A IFRS nº 6: <i>Exploration for and Evaluation of Mineral Resources</i> é emitida para adoção em 2005.

Quadro 2 – Histórico da Elaboração de Norma para Indústria Extrativista pelo IASB.

Fonte – Cortese, Irvine e Kaidonis (2009)

Como mostrado no Quadro 6, vários anos se passaram entre o início das discussões e a emissão da IFRS nº 6. Fato é que, apesar desse tempo, parece não haver, ainda, por parte do IASB, normatização definitiva para a contabilidade das empresas extrativistas.

Do apresentado, conclui-se que a normatização contábil para o setor petrolífero há muito tempo vem sendo debatida e várias normas foram emitidas para tentar solucionar os problemas de divulgação e controle das informações. De fato, a maior controvérsia na

contabilidade para o setor de petróleo é a possibilidade de escolha entre dois métodos para a contabilização de gastos incorridos. A próxima seção aprofunda nessa discussão.

2.2.2 Tratamento Contábil dos Gastos

Considerando a cadeia produtiva das atividades de E&P, foco da normatização contábil, os gastos incorridos são agrupados dentro de 4 categorias básicas: custos de aquisição, exploração, desenvolvimento e produção. Essa classificação está de acordo com a *Regulation S-X, Rule 4-10* da SEC e com a SFAS nº 19, do FASB, e é definida a seguir:

- **Gastos de Aquisição de Propriedades:** gastos incorridos na aquisição, aluguel ou qualquer outra forma de aquisição dos direitos de uso de determinada área.
- **Gastos de Exploração:** gastos incorridos e relacionados à pesquisa de reservas de óleo e gás.
- **Gastos de Desenvolvimento:** gastos incorridos nas instalações necessárias para extrair, tratar, recolher e estocar o óleo e o gás natural.

Caso o poço pioneiro revele a existência de algum reservatório economicamente viável de petróleo, todos os poços que venham a ser perfurados na área serão considerados como poços de desenvolvimento.

Portanto, os gastos de exploração estão associados às reservas não provadas de óleo e gás e incluem, assim, os gastos relacionados à perfuração dos poços estratigráficos e do poço pioneiro. Já os gastos de desenvolvimento estão associados às reservas provadas de óleo e gás das quais se conhecem, por estimativas, os benefícios futuros.

- **Gastos de Produção:** são todos os gastos incorridos para içar para a superfície, acumular, tratar, processar e armazenar o petróleo.

Vale citar, ainda, a classificação dos gastos de abandono, que não consta da classificação da SEC. A normatização referente a esses gastos encontra-se na SFAS nº 143: *Accounting for Asset Retirement Obligations* do FASB e na *International Accounting*

Standards (IAS) nº 37: *Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets*, do IASB, visto que para esse órgão os gastos de abandono constituem provisões.

Santos, Marques e Silva (2006) investigaram o arcabouço teórico e normativo do reconhecimento contábil do custo de abandono na contabilidade das empresas petrolíferas. Os autores concluíram que o custo de abandono é fundamental na análise de viabilidade econômica de projetos de E&P de óleo e gás. Para os autores, o custo de abandono (sua estimativa) deve ser capitalizado como parte do valor do ativo (poços, equipamentos e instalações), tendo como contrapartida um passivo correspondente às obrigações futuras do desmantelamento, remoção e restauração dos campos petrolíferos.

Após classificados os gastos incorridos, as empresas ou capitaliza-os ou lança-os no resultado do período. Como já mencionado, isso depende do método de capitalização seguido, portanto, a perfeita compreensão desses métodos é importante para o presente trabalho.

Segundo a metodologia de Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos, *Successful Efforts* (SE), somente devem ser capitalizados como custo do ativo de petróleo e gás os gastos das atividades que resultem na descoberta de reservas de petróleo economicamente viáveis. Os gastos exploratórios de poços, gastos de geologia e geofísica em geral, bem como outros gastos relativos a propriedades não provadas são considerados como despesas do período. De maneira geral, os gastos capitalizados são amortizados pelo método das unidades produzidas, tendo por base as reservas provadas.

De acordo com o método SE, são reconhecidos como despesa diretamente no resultado apenas os gastos com geologia e geofísica e com poços secos ou não econômicos na fase exploratória, sendo capitalizados os demais gastos como, por exemplo, gastos de aquisição de área, poços exploratórios com sucesso, poços secos na fase de desenvolvimento e desenvolvimento de poços bem sucedidos (BROCK; CARNES; JUSTICE, 2007).

Depreende-se dessas informações que se capitalizam como ativo de petróleo e gás os gastos das atividades que resultam na descoberta de reservas de petróleo economicamente viáveis. Os gastos exploratórios, de geologia e geofísica em geral, bem como outros gastos relativos a propriedades não provadas são considerados como despesas do período, pois ainda não se pode relacioná-los a uma reserva provada e à certeza de geração de benefício econômico futuro, conceito básico da definição de ativo.

Dessa forma, relatórios com ativos baseados no método SE fornecem mais informações sobre o sucesso e insucesso exploratório da empresa.

Para Brock, Carnes e Justice (2007), pelo método SE, capitalizam-se os gastos incorridos apenas quando os minerais forem encontrados, ou seja, quando os resultados da

atividade exploratória forem positivos. Assim, os custos de poços exploratórios secos e a maioria dos gastos Geológicos e Geofísicos (G&G) são lançados como despesa para compor o resultado do período.

O Método da Capitalização Total, *Full Cost* (FC), é geralmente adotado por empresas de pequeno e médio porte e em especial por aquelas que buscam recursos no mercado de capitais, por acreditarem que esse método é mais justo ao demonstrar os ganhos com menos volatilidade, além de não suportarem despesas tão elevadas na formação do resultado (JOHNSTON; JOHNSTON, 2006).

Pelo FC, todos os gastos associados à aquisição de propriedades, exploração e atividades de desenvolvimento deverão ser capitalizados. Portanto, devem ser capitalizados todos os gastos de geologia e geofísica, de manutenção da área, de poços exploratórios (secos e bem sucedidos), de testes estratigráficos em poços, de aquisição de propriedades e de desenvolvimento.

Para Brock, Carnes e Justice (2007), a empresa que utiliza o FC acredita que todos os esforços (gastos) feitos para encontrar o mineral são essenciais para que a exploração seja um sucesso, mesmo que, inicialmente, não se encontre óleo e/ou gás. Em outras palavras, encontrar poços estéreis contribui para se reduzirem as incertezas para as próximas perfurações.

Por trás da metodologia de Capitalização Total está a ideia de que a realização de pesquisas que aparentemente são “infrutíferas” é extremamente necessária para a delimitação e descoberta de áreas com reservas provadas, ou seja, são importantes para se aumentarem as chances de as próximas pesquisas resultarem em ações bem sucedidas. É nesse argumento que se apoiam aqueles que defendem a capitalização de todos os gastos ligados à atividade de E&P, independente do sucesso ou insucesso exploratório. Sob esse argumento, o método FC não deixa de atender à definição de ativo.

A principal característica da indústria petrolífera, o risco inerente à atividade de exploração e produção (descoberta de petróleo) em uma determinada área, é a maior influenciadora da existência desses dois métodos de capitalização. No entanto, a divergência na contabilização dos gastos incorridos pelos dois métodos causa um impacto substancial nas demonstrações de resultados das empresas do setor petrolífero (GODOY, 2004).

Uma empresa que usa o SE e possui um grande programa de exploração de áreas, com uma taxa normal de sucesso⁹ nas perfurações, apresenta um valor significativo de despesas, devido à exploração de poços secos ou estéreis encontrados. Isso talvez justifique o fato de esse método ser utilizado por empresas maiores.

Por outro lado, uma empresa que utiliza o FC pode capitalizar todos os gastos de exploração de poços secos ou estéreis, fazendo com que esses gastos não reduzam o resultado do período, exceto mediante amortização. Esse método é maciçamente seguido por empresas de pequeno porte.

Depreende-se, portanto, que o método *Full Cost* é mais restritivo em relação ao reconhecimento de despesa. Essa metodologia faz com que os resultados apresentados pelas companhias sejam, teoricamente, mais uniformes, pois os insucessos na exploração não causam grandes oscilações nos lucros das companhias.

Já no método *Successful Efforts*, o resultado não é preservado, uma vez que o reconhecimento em despesa é imediato na fase do levantamento geológico e geofísico (G&G) e nos insucessos da fase exploratória (poços secos e não comerciais). Essa metodologia impacta, fortemente, no lucro das companhias que se encontram nas fases iniciais do processo de exploração e produção, mas como esse método é utilizado por empresas de grande porte, tais despesas não chegam a causar distorções representativas nos seus ganhos.

As diferenças dos métodos afetam, também, o valor do ativo fixo. No método de Capitalização Total (*full cost*), os ativos fixos tendem a ser maiores do que os reconhecidos pelo método da Capitalização pelos Esforços Bem Sucedidos (*successful efforts*) devido, basicamente, à capitalização dos gastos com geologia e geofísica e com os gastos exploratórios.

Especificamente, o tratamento dado às quatro categorias de gastos na atividade de E&P (aquisição de propriedade, exploração, desenvolvimento e produção) é diferente para cada um dos dois métodos de contabilização utilizado pelas indústrias petrolíferas. O Quadro 3 sintetiza essas informações.

⁹ Os índices de sucessos nas perfurações de poços são calculados pela divisão do número de campos ou poços frutíferos encontrados pelo número de campos ou poços explorados. Uma taxa de sucesso exploratório considerada normal varia de região para região: no Oeste Europeu e nos Estados Unidos entre 13% e 14%; na Arábia Saudita aproximadamente 75%; no Canadá, Líbia e Países Baixos entre 25% e 35% e na Nigéria 60%. No Brasil, durante o período de 2000 a 2007, a Petrobras divulgou uma taxa média de 40% (CLÔ, 2000).

Tipos de Gastos	SE	FC
Geologia e Geofísica – G&G	Despesas	Capitalizar
Aquisição de Propriedades	Capitalizar	Capitalizar
Exploração de Poço Estéril	Despesas	Capitalizar
Exploração de Poço – Sucesso	Capitalizar	Capitalizar
Desenvolvimento de Poço Estéril	Capitalizar	Capitalizar
Desenvolvimento de Poço – Sucesso	Capitalizar	Capitalizar
Produção	Despesas	Despesas
Empresas	SE	FC
Formas de Organização	Integradas	Não integradas
Tamanhos	Grandes	Pequenas
Centros de Custo	Propriedade, campo ou reservatório	País
Ativos Imobilizados	Tendem a ser menores.	Tendem a ser maiores.
Resultados	Insucessos na exploração geram despesas.	Insucessos na exploração não geram despesas.

Quadro 3 – Comparação Entre os Métodos de Capitalização dos Gastos

Fonte – Adaptado de Gallun, Stevenson e Nichols (1993)

Alguns estudos apresentam as principais características de cada um dos métodos, comparando suas definições, discutindo suas diferenças e relatando seus pontos fortes e fracos. Citam-se os estudos seminais de Deakin (1979), Enis e Moshier (1985), Klingstedt (1970), Spradlin (1976) e Sunder (1976). Outros estudos, correlatos a esses, analisaram a eficiência dos métodos, a possibilidade de extinção de um deles e a opinião dos gestores. Nessa linha, citam-se os trabalhos de Collins e Dent (1979), Gramlich e Wheeler (2003) e Naggar (1978). Em outra linha, Johnson e Ramanan (1988), Lilien e Pastena (1982) e Malmquist (1990) são exemplos de estudos que avaliaram as motivações dos gestores para a escolha de um método e a possibilidade de gerenciamento de resultado.

Em outra linha de investigação, que mais se aproxima dos objetivos deste trabalho, citam-se Bandyopadhyay (1994), Basu e Lynn (1984), Bell (1983), Berry, Hasan e O'bryan (1997), Boone (1998), Bryant (2003), Harris e Ohlson (1987) e Misund, Osmundsen e Asche (2005). Basicamente, esses estudos buscaram verificar a relevância das informações complementares prestadas pelas empresas sobre a reação do mercado e o valor da empresa. O foco foram as informações referentes às reservas petrolíferas e o fluxo de caixa padronizado decorrente delas. Maior detalhamento sobre esses estudos é apresentado no capítulo 3.

No âmbito nacional, cita-se o estudo de Santos, Lopes e Silva (2010). O objetivo do estudo foi verificar o *value relevance* dos métodos contábeis *full cost* e *successful efforts* em empresas petrolíferas, de modo a identificar aquele que melhor resume os eventos econômicos para os investidores. Os resultados obtidos sugeriram que o método *full cost* possui maior poder informacional (*value relevance*) quando comparado com os resultados do método *successful efforts*, indicando que a capitalização de todos os gastos de E&P relata melhor os eventos econômicos inerentes às empresas petrolíferas.

Por fim, vale citar que a literatura menciona, também, a existência de outros dois métodos de contabilização de gastos da atividade de exploração e produção de petróleo, pouco usados. São eles: Método do valor de descoberta (*Discovery Value Accounting*)¹⁰ e Método do valor corrente (*Current Value Accounting*)¹¹.

2.2.3 Evidenciação de Informações (*Disclosure*)

As exigências de evidenciação para as empresas do setor petrolífero são, basicamente, as mesmas de qualquer outro setor. A única diferença está na “transparência” necessária para a atividade de exploração e produção de petróleo que, de certa forma, particulariza o setor petrolífero dos demais setores industriais (ALCIATORE, 1993).

2.2.3.1 Evidenciação (*disclosure*) exigida pelo FASB

Para as empresas petrolíferas norte-americanas e para as empresas que se utilizam do mercado de capitais norte-americano para captar recursos, os principais pronunciamentos que regulamentam a divulgação de informações contábeis da atividade de exploração e produção de petróleo são a SFAS nº 69 (1982) do FASB e o Regulamento SX 4-10 da SEC. Cita-se, também, a SFAS nº 19 (1977) que, apesar de não ser específica, apresenta algumas orientações sobre divulgação de informações.

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

¹⁰ Os parágrafos 120 a 124 do SFAS nº 19 descrevem o método do valor de descoberta. Segundo esse método, as reservas minerais devem ser registradas por um valor estimado na época da descoberta ou, alternativamente, quando forem desenvolvidas. Os custos de aquisição e exploração de propriedades são diferidos até que as reservas encontradas sejam avaliadas, momento em que estes gastos são baixados para resultado. Após a descoberta, o valor contábil das reservas não poderá ser ajustado pela mudança nos preços; somente pela mudança na estimativa da quantidade de óleo e gás das reservas. O valor da descoberta será tratado como receita decorrente das atividades de exploração de óleo e gás, tornando-se o valor contábil (“custo”) das reservas. Este valor seria amortizado confrontando-se com as receitas resultantes da produção e venda do óleo e do gás.

¹¹ O método do valor corrente é descrito nos parágrafos 125 a 127 do SFAS nº 19. Conforme esse método, as reservas de petróleo devem ser avaliadas a cada demonstração contábil, usando-se a informação disponível mais atual. As mudanças de valores das reservas podem se refletir diretamente na demonstração de resultado ou no patrimônio líquido. Segundo esse método, os dados podem ser apresentados para: (a) incremento de valores, resultantes de novas descobertas; (b) mudança nos valores resultantes de ajustes na quantidade de reservas; (c) realização de ganhos e perdas resultantes da reavaliação no final do período da quantidade de reservas, para refletir a mudança do valor unitário durante o período.

relacionada à 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. Por meio desses pronunciamentos, o FASB formalizou as exigências que anteriormente haviam sido previstas no RRA.

As informações suplementares exigidas pelos pronunciamentos podem ser divididas em duas categorias: baseadas em valores históricos e baseadas em previsões futuras (GODOY, 2004). Talvez essa seja a grande contribuição da emissão desses pronunciamentos e a grande resposta dos órgãos reguladores às necessidades de informações dos usuários. As informações são listadas a seguir e, entre parênteses, a categoria (valores históricos ou previsões futuras) na qual ela se enquadra:

1. Informações sobre o total de reservas provadas (valores históricos).
2. Custos capitalizados referentes às atividades de E&P (valores históricos).
3. Custos incorridos na aquisição de propriedades e atividades de exploração e desenvolvimento (valores históricos).
4. Resultado das operações com atividades de E&P (valores históricos).
5. Mensuração padronizada do fluxo de caixa líquido futuro descontado referente à quantidade de reservas provadas (previsão futura).

Quanto aos métodos de contabilização dos gastos, tanto a SFAS nº 69 como o Regulamento SX 4-10 determinam que as empresas do setor devem divulgar o valor e a composição dos gastos capitalizados e o método contábil (FC ou SE) utilizado para capitalizarem seus gastos. Essas exigências não são consideradas complementares, pois estão diretamente relacionadas às demonstrações contábeis básicas.

Cada uma das informações exigidas pelo FASB, por intermédio da SFAS nº 69, será descrita a seguir.

1. Informações sobre o total de reservas provadas (§10 a §17)

Baseados nas exigências da SFAS nº 19, a SFAS nº 69 passou a exigir que as empresas do setor divulguem informações sobre suas reservas provadas de óleo e gás. São elas:

- Para o início e o final do período, a quantidade líquida das reservas provadas de óleo cru e gás natural.
- As alterações das quantidades de reservas provadas líquidas de óleo e gás ocorridas durante o ano. Os resultados de cada uma das seguintes alterações devem ser divulgados separadamente e acompanhados das devidas explicações de suas mudanças:
 - Revisões de estimativas (*Revisions of previous estimates*): mudanças nas estimativas da reserva provada, para cima ou para baixo. Essas revisões são feitas a partir do desenvolvimento e perfuração de novos poços, a partir da obtenção de dados geofísicos e geológicos mais precisos ou a partir de uma mudança significativa nos fatores econômicos;
 - Melhoria de recuperação (*Improved recovery*): Alterações nas estimativas de reserva, resultante da aplicação de uma técnica melhor de recuperação;
 - Compras de óleo e gás (*Purchases of minerals in place*);
 - Extensões e descobertas (*Extensions and discoveries*): Adições de reservas provadas resultantes: (1) das descobertas na própria superfície de novas reservas provadas por meio da perfuração de novos poços e (2) da descoberta de novos campos com reservas provadas ou novas reservas provadas em campos antigos;
 - Produção (*production*);
 - Vendas de óleo e gás (*Sales of minerals in place*).

Diante dessas informações, depreende-se que o valor das reservas, ao final de determinado ano para uma empresa, é formado pela quantidade de reservas estimadas no final do ano anterior somadas às revisões positivas, melhorias de recuperação, descobertas e compras; e diminuído os valores produzidos e vendidos, bem como as revisões negativas. O valor das reservas de determinado ano pode, portanto, ser desmembrado em suas variações.

- A localização geográfica onde se encontram as reservas provadas. As reservas de óleo e gás que se localizarem em países diferentes ao da sede da empresa, deverão ser evidenciadas separadamente. A evidenciação deve ser feita por país ou por área

geográfica, que pode significar um país individualmente ou um grupo de países reunidos.

- A divulgação da quantidade e as alterações nas reservas de óleo e gás natural líquido devem ser feitas em barris, e as reservas de gás em pés cúbicos.
- Os fatores econômicos e as incertezas que possam afetar individualmente as reservas provadas da empresa.

A Ilustração 3 apresenta o esquema da movimentação no volume de reservas provadas de uma petrolífera, considerando os exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2011.

Ilustração 3 – Movimentação das Reservas Provadas de Óleo e Gás

A Tabela 1 exemplifica a divulgação da movimentação no valor das reservas provadas do ano de 2010 da Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS. Os valores estão em milhões de barris e foram levantados no relatório 20-F da empresa enviado à SEC

Pode-se observar que a empresa finaliza o ano de 2009 e inicia 2010 com 10.269,1 milhões de barris de petróleo, distribuídos da seguinte forma: 9.919,3 milhões de barris no Brasil, 224,6 na América do Sul, 7,3 América do Norte, 110,9 na África, 342,8 atribuídos ao segmento internacional e 7,0 ao segmento de óleo sintético. Ao longo do ano de 2010, a empresa revisa suas previsões (*Revisions of previous estimates*), descobre reservas (*Extensions and discoveries*), adquire novas tecnologias que possibilitam a recuperação de mais petróleo (*Improved recovery*), vende reservas (*Sales of reserves*), compra (*Purchases of reserves*) e produz petróleo (*Production for the year*). Essas alterações fazem com que a empresa termine o ano de 2010 com uma reserva provada de 10.732,1 milhões de barris de petróleo. São essas informações que a empresa detalha na tabela.

Essas informações são importantes porque para uma empresa petrolífera, as reservas de petróleo representam um bem com alto valor comercial e afetam diretamente o lucro e a

longevidade empresarial. As reservas de petróleo são os recursos de petróleo que podem ser recuperados naquele momento.

Tabela 1 – Movimento nas Reservas da PETROBRAS (2010)

<i>Proved developed and undeveloped reserves</i>	<i>Brazil</i>	<i>South America</i>	<i>North America</i>	<i>Africa</i>	<i>International</i>	<i>Synthetic Oil</i>	<i>Total</i>
<i>Reserves at December 31, 2009</i>	9,919.3	224.6	7.3	110.9	342.8	7.0	10,269.1
<i>Revisions of previous estimates</i>	368.0	(9.3)	3.4	13.9	8.0	2.0	378.0
<i>Extensions and discoveries</i>	778.0	26.9	-	-	26.9	-	804.9
<i>Improved recovery</i>	9.0	0.1	-	20.7	20.8	-	29.8
<i>Sales of reserves</i>	-	(5.9)	(0.1)	-	(6.0)	-	(6.0)
<i>Purchases of reserves</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Production for the year</i>	(695.0)	(26.6)	(0.5)	(20.6)	(47.7)	(1.0)	(743.7)
<i>Reserves at December 31, 2010 (*)</i>	10,379.3	209.8	10.1	124.9	344.8	8.0	10,732.1

Fonte – Relatório 20-F da empresa (2010, p. F-135).

2. Custos capitalizados referentes às atividades de produção - *Disclosure of Capitalized Costs Relating to Oil and Gas Producing Activities* - (§18 a §20)

O pronunciamento exige que seja divulgado o valor dos gastos capitalizados relativos às atividades de produção de óleo e gás e o valor acumulado da depreciação, exaustão e amortização do início e do final do ano. A Tabela 2, a seguir, exemplifica a divulgação dessas informações para o ano de 2010 da Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS.

Tabela 2 – Custos Capitalizados nas Atividades de E&P da PETROBRAS (2010)

<i>December 31, 2010</i>	<i>Consolidated Entities</i>							<i>Equity Method Investees</i>
	<i>Brazil</i>	<i>South America</i>	<i>North America</i>	<i>Africa</i>	<i>Others</i>	<i>International</i>	<i>Total</i>	<i>Total</i>
<i>Unproved oil and gas properties ^(*)</i>	49,282	333	1,525	571	2	2,431	51,713	-
<i>Proved oil and gas properties</i>	35,506	3,288	1,779	2,850	11	7,928	43,434	338
<i>Support equipments</i>	52,408	1,142	-	39	14	1,195	53,603	1
<i>Gross capitalized costs</i>	137,196	4,763	3,304	3,460	27	11,554	148,750	339
<i>Depreciation and depletion</i>	(40,774)	(2,556)	(408)	(751)	(2)	(3,717)	(44,491)	(113)
	96,422	2,207	2,896	2,709	25	7,837	104,258	-
<i>Construction and installations in progress</i>	33,491	5	-	-	-	5	33,496	226
<i>Net capitalized costs</i>	129,913	2,212	2,896	2,709	25	7,842	137,755	226

(*) Includes US\$43,868 related to the Assignment Agreement.

Fonte – Relatório 20-F da empresa (2010, p. F-129).

* (em milhões de dólares)

Essas informações são importantes porque evidenciam aos usuários da informação, os gastos incorridos pelas empresas e que foram capitalizados, como ativos ou na aquisição de propriedades, na exploração ou no desenvolvimento de campos com reservas.

3. Custos incorridos para a aquisição de propriedades e nas atividades de exploração e desenvolvimento - *Disclosure of Costs Incurred in Oil and Gas Property Acquisition, Exploration, and Development Activities* - (§21 a §23)

Com relação a esse item, o pronunciamento exige que os gastos incorridos fora do país de origem da empresa sejam evidenciados separadamente por segmentos geográficos - países e/ou áreas geográficas.

A Tabela 3 exemplifica a divulgação dos custos incorridos para a aquisição de propriedades e nas atividades de exploração e desenvolvimento do ano de 2010 da *Chevron Corporation*. As informações foram levantadas no relatório 10-K da empresa enviado à SEC.

Tabela 3 – Custos Incorridos na Aquisição de Propriedades e em E&P da Chevron (2010)

Millions of dollars	Consolidated Companies							Affiliated Companies	
	U.S.	Other Americas	Africa	Asia	Australia	Europe	Total	TCO	Other
Year Ended December 31, 2010									
<i>Exploration</i>									
Wells	99	118	94	244	293	61	909	–	–
Geological and geophysical	67	46	87	29	8	18	255	–	–
Rentals and other	121	39	55	47	95	57	414	–	–
<i>Total exploration</i>	287	203	236	320	396	136	1,578	–	–
<i>Property acquisitions²</i>									
Proved	24	–	–	129	–	–	153	–	–
Unproved	359	429	160	187	–	10	1,145	–	–
<i>Total property acquisitions</i>	383	429	160	316	–	10	1,298	–	–
<i>Development</i>	4,446	1,611	2,985	3,325	2,623	411	15,401	230	343
<i>Total Costs Incurred</i>	5,116	2,243	3,381	3,961	3,019	557	18,277	230	343

Fonte – Relatório 10-K da empresa (2010, p. 169).

4. Resultado das operações com atividades de produção – *Disclosure of the Results of Operations for Oil and Gas Producing Activities* (§24 a §29).

A SFAS nº 69 determina que sejam feitas evidenciações dos resultados das operações por segmentos, apresentando:

- receitas;
- custos (despesas) de produção;
- despesas de exploração;
- depreciação, exaustão e amortização, e provisão para abandono;
- avaliação (*impairment*) de propriedades;
- despesas de impostos;
- resultados das operações das atividades de óleo e gás.

A Tabela 4 exemplifica a divulgação do resultado das operações com atividades de E&P do ano de 2010 da *Chevron Corporation*. As informações foram levantadas no relatório 20-F da empresa enviado à SEC.

Tabela 4 – Resultado das Operações de E&P da Chevron (2010)

Millions of dollars	Consolidated Companies							Affiliated Companies	
	U.S.	Americas	Africa	Asia	Australia	Europe	Total	TCO	Other
December 31, 2010									
<i>Revenues from net production</i>									
<i>Sales</i>	2,540	2,441	2,278	7,221	994	1,519	16,993	6,031	1,307
<i>Transfers</i>	12,172	1,038	10,306	6,242	985	2,138	32,881	–	–
<i>Total</i>	14,712	3,479	12,584	13,463	1,979	3,657	49,874	6,031	1,307
<i>Production expenses</i>	(3,338)	(805)	(1,413)	(2,996)	(96)	(534)	(9,182)	(347)	(152)
<i>Taxes other than on income</i>	(542)	(102)	(130)	(85)	(334)	(2)	(1,195)	(360)	(101)
<i>Proved producing properties:</i>									
<i>Depreciation and depletion</i>	(3,639)	(907)	(2,204)	(2,816)	(151)	(681)	(10,398)	(432)	(131)
<i>Accretion expense²</i>	(240)	(23)	(102)	(35)	(15)	(53)	(468)	(8)	(5)
<i>Exploration expenses</i>	(193)	(173)	(242)	(289)	(175)	(75)	(1,147)	(5)	–
<i>Unproved properties valuation</i>	(123)	(71)	(25)	(33)	–	(2)	(254)	–	–
<i>Other income (expense)³</i>	(154)	(895)	(103)	(205)	109	165	(1,083)	(65)	191
<i>Results before income taxes</i>	6,483	503	8,365	7,004	1,317	2,475	26,147	4,814	1,109
<i>Income tax expense</i>	(2,273)	(304)	(5,735)	(3,844)	(391)	(1,477)	(14,024)	(1,445)	(615)
Results of Producing operations	4,210	199	2,630	3,160	926	998	12,123	3,369	494

Fonte – Relatório 10-K da empresa (2010, p. 174).

Além destes dados, a SEC exige que as empresas do setor divulguem informações não evidenciadas nas demonstrações contábeis. São elas:

- Para cada ano fiscal apresentado: preços de venda médios e custo unitário de produção e a produtividade líquida total e qualificação dos poços perfurados – sucesso ou insucesso (seco), divididos em poços exploratórios e poços de desenvolvimento.
- Para o último ano fiscal apresentado: o total bruto e líquido da produtividade dos poços, total bruto e líquido das áreas desenvolvidas, total bruto e líquido das áreas não desenvolvidas e número de poços em processo.

5. Mensuração padronizada do fluxo de caixa líquido futuro descontado referente à quantidade de reservas provadas - *Disclosure of a Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows Relating to Proved Oil and Gas Reserve Quantities* (§30 a §34).

Após anos de discussão sobre a divulgação do valor das reservas de petróleo e gás, a SFAS nº 69 incorporou a base metodológica da RRA para exigir das empresas do setor a

divulgação de informações sobre as estimativas dos fluxos de caixa gerados pelas quantidades de reservas provadas de óleo e gás possuídas pelas empresas.

As informações deverão ser divulgadas de forma consolidada e para cada área geográfica na qual as reservas estão localizadas. São elas:

- **Fluxos de caixa futuro:** calculados pela multiplicação da quantidade de reservas provadas de óleo e gás do final do ano e os seus respectivos preços correntes.
- **Custos futuros de desenvolvimento e produção:** calculados pela estimativa dos gastos a serem incorridos no desenvolvimento e na produção de reservas provadas, com base no volume do final do ano e assumindo as condições econômicas existentes.
- **Despesas com impostos futuros sobre a renda:** calculadas pela aplicação da alíquota do imposto sobre os fluxos de caixa futuros antes dos impostos.
- **Fluxos de caixa futuro líquido:** resultado da dedução dos custos de desenvolvimento e produção futuros e do imposto de renda, dos fluxos de caixa futuro.
- **Desconto:** aplicação da taxa de desconto padrão de 10% ao ano, sobre os fluxos de caixa futuro líquido.
- **Fluxo de caixa descontado padronizado:** aplicação do desconto sobre os fluxos de caixa futuro líquido.

O Quadro 4, a seguir, apresenta o modelo do fluxo de caixa descontado para se avaliar as reservas petrolíferas

(+) Receitas Futuras (preço do petróleo x quantidade produzida)	
(-) Custos de Produção	
(-) Custo de Desenvolvimento	
<hr/>	
(=) Fluxo de Caixa antes dos Impostos	
(-) Impostos	
<hr/>	
(=) Fluxo de Caixa Gerado pelas Reservas	

Quadro 4 – Modelo do Fluxo de Caixa Gerado pelas Reservas
Fonte – Figo, Godoy e Domingues (2011)

A Tabela 5 exemplifica a divulgação do fluxo de caixa futuro padronizado relacionado com as reservas provadas de óleo e gás do ano de 2010 da *Exxon Mobil Corporation*. As informações foram levantadas no relatório 10-K da empresa enviado à SEC.

Tabela 5 – Fluxo de Caixa Futuro das Reservas Provadas da Exxon (2010)

<i>Standardized Measure of Discounted Future Cash Flows</i>	<i>United States</i>	<i>Canada/ South America⁽¹⁾</i>	<i>Europe</i>	<i>Africa</i>	<i>Asia</i>	<i>Australia/ Oceania</i>	<i>Total</i>
<i>(millions of dollars)</i>							
<i>Equity Companies</i>							
<i>As of December 31, 2010</i>							
<i>Future cash inflows from sales of O&G</i>	19,705	—	94,401	—	180,253	—	294,359
<i>Future production costs</i>	5,847	—	60,869	—	54,493	—	121,209
<i>Future development costs</i>	2,862	—	3,220	—	2,759	—	8,841
<i>Future income tax expenses</i>	—	—	12,003	—	44,733	—	56,736
<i>Future net cash flows</i>	10,996	—	18,309	—	78,268	—	107,573
<i>Effect of discounting net cash flows at 10%</i>	6,332	—	9,845	—	42,086	—	58,263
<i>Discounted future net cash flows</i>	4,664	—	8,464	—	36,182	—	49,310
<i>Total consolidated and equity interests in standardized measure of discounted future net cash flows</i>	16,247	13,066	14,927	19,665	50,283	968	115,156

Fonte – Relatório 10-K da empresa (2010, p. 140).

Por fim, as empresas do setor deverão apresentar a demonstração de todas as alterações ocorridas no fluxo de caixa descontado padronizado. Os fatores que podem causar essas alterações devem ser evidenciados separadamente nas seguintes categorias:

- vendas e transferências de óleo e gás produzido durante o período, líquidas dos custos de produção;
- alterações nos preços de vendas e transferências, e as mudanças nos custos futuros de desenvolvimento e produção;
- alterações nos custos de desenvolvimento futuro estimado;
- alterações nas extensões, descobertas, adições e melhoria na técnica de recuperação, deduzidas dos custos futuros de desenvolvimento e produção;
- alterações ocorridas pela revisão das quantidades de reservas estimadas;
- custos de desenvolvimento futuro previamente estimados e incorridos durante o período;
- aquisição e venda de óleo e gás em estado natural;
- acréscimo pelo desconto na passagem do tempo e
- alteração no valor do imposto sobre a renda.

Com base na apresentação das exigências de *disclosure* por parte do FASB, algumas considerações tornam-se 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, PAXSON e RIZZUTO, 1996; MAGLIOLO, 1986; NAGGAR, 1978). Este trabalho contribui para esta discussão.

Outro ponto importante é o fato de essas informações não serem auditadas (*unadited*) 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.

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% aa. 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.

2.2.3.2 Evidenciação (*disclosure*) exigida pelo IASB/CPC

Como apresentado, a norma do IASB que orienta as empresas do setor petrolífero sobre suas práticas contábeis é a *International Financial Reporting Standard* nº 6 – *Exploration for and Evaluation of Mineral Resources*, emitida em 2004.

A IFRS nº 6 determina que suas orientações não devam ser aplicadas para os gastos incorridos antes da exploração e da avaliação dos recursos minerais, tais como aqueles realizados antes da obtenção do direito de exploração e depois de demonstrada a viabilidade técnica e comercial da extração dos recursos minerais.

De forma geral, a norma é vaga e, em linhas gerais, define que a entidade deve divulgar informações que identifiquem e expliquem as quantias reconhecidas nas suas demonstrações financeiras decorrentes da exploração e avaliação de recursos minerais.

Para cumprir essas exigências a entidade deve divulgar suas políticas contábeis referentes a gastos com exploração e avaliação, incluindo o reconhecimento de ativos de

exploração e avaliação e os valores de ativos, passivos, receitas e despesas operacionais e de investimento e fluxos de caixa decorrentes da exploração e avaliação de recursos minerais.

Ponto importante a ser evidenciado é a exigência do IASB de que, para a aplicação da referida norma, a entidade deve ter, obrigatoriamente, os direitos legais de explorar determinada área e ter demonstrado viabilidade técnica comercial de extração de determinado mineral, ou seja, a reserva deve ser provada.

No Brasil, de forma geral, o CPC nº 34 é semelhante à IFRS nº 6 e não insere mudanças significativas em relação à norma internacional. Para o presente trabalho é importante citar que, assim como a IFRS nº 6, o CPC nº 34 foi emitido para viabilizar a inclusão das empresas exploradoras de recursos minerais, dentre elas as empresas petrolíferas, nas regras contábeis brasileiras.

Diante dos fatos, percebe-se que todas as dúvidas convergem para quais informações são relevantes e oportunas para os investidores, credores, governos e agências reguladoras tomarem decisões.

Assim, o próximo capítulo apresenta uma revisão dos conceitos e estudos desenvolvidos que focaram a pesquisa da relevância informacional atrelada ao setor petrolífero.

3 A METODOLOGIA DE *VALUE RELEVANCE*

Nesse capítulo são abordados os conceitos relacionados à metodologia de *value relevance* e a base conceitual e literária deste trabalho. Objetiva-se apresentar estudos correlatos, bem como localizar este na evolução do estado da arte da pesquisa de *value relevance* e apresentar trabalhos que abordaram a divulgação de informações de empresas petrolíferas.

3.1 ASPECTOS CONCEITUAIS

Pesquisas empíricas sobre as relações entre mercado de capitais e as demonstrações financeiras são conhecidas pela literatura financeira como *Capital Market-Based Accounting Research* (CMBAR). O marco inicial das pesquisas dessa área foram os trabalhos de Ball e Brown (1968) e Beaver (1968). Ball e Brown (1968) investigaram a relação entre o lucro contábil e o preço das ações e verificaram que existe uma associação entre essas variáveis. Já Beaver (1968) verificou que o preço e o volume de ações negociadas reagem fortemente às informações contábeis nas semanas próximas à sua divulgação.

Lima (2010) afirma que, por meio dos resultados desses artigos iniciais, percebeu-se que as informações contábeis são capazes de modificar as expectativas dos investidores e, assim, alterar o preço das ações das empresas e, conseqüentemente, o seu valor. A principal conclusão é de que os números contábeis podem apresentar conteúdo informativo e serem, portanto, relevantes.

Para Brown, Lo e Lys (1999), o estudo da relevância das informações contábeis é o mote de diversas pesquisas em Contabilidade desde a década de 1960. Segundo Iudícibus e Lopes (2004), de maneira geral, esses estudos objetivam investigar o conteúdo das informações contidas nas demonstrações contábeis, tendo como perspectiva o mercado de capitais.

Barth, Beaver e Landsman (2001) afirmam que, embora estudos que discutiram a relação entre números contábeis e mercado de capitais remontam-nos há 30 anos e que os estudos de Ball e Brown (1968) e Beaver (1968) são geralmente vistos como estudos de *value*

relevance, o conceito dessa metodologia foi efetivamente desenvolvido apenas em 1993, por Amir, Harris e Venuti (1993). Esses autores investigaram se ajustes de reconciliação no resultado contábil e no patrimônio líquido, para o padrão contábil norte-americano de empresas estrangeiras, aumentavam a associação (relação) entre informações contábeis e o preço ou retorno das ações. O objetivo foi identificar a relevância desses ajustes em uma amostra de empresas de 20 países diferentes que possuíam ações listadas na NYSE. Os resultados evidenciaram que as reconciliações possuíam relevância incremental em relação às informações divulgadas no sistema contábil do país de origem das empresas.

Ao realizarem uma revisão da literatura sobre trabalhos de *value relevance* específicos sobre normatização contábil, Holthausen e Watts (2001) definiram essa abordagem. Para os autores, trabalhos que investigaram a relação empírica entre variáveis de mercado (preços de ações ou mudanças de seus valores – retornos) com informações contábeis específicas para fins de determinação de normas contábeis, são considerados da literatura de *value relevance*.

Francis e Schipper (1999) analisaram, durante os anos de 1952 a 1994, as mudanças na relevância dos números contábeis, utilizando preço e retorno como *proxy* de valor da empresa. Os resultados indicaram um aumento na relevância quando utilizado a *proxy* preço e um declínio no uso de retorno. Para os autores, uma informação relevante pode ser determinada por meio de quatro interpretações diferentes:

- **1ª Interpretação:** Uma informação contábil é considerada relevante se estiver relacionada com retornos anormais. Enquadram-se nessa interpretação os estudos de Bernard, Thomas e Wahlen (1997), Galdi (2008), Mohanran (2005), Piotroski (2000) e Sloan (1996).
- **2ª Interpretação:** Uma informação financeira possui relevância quando contém as variáveis utilizadas em um modelo de avaliação. A informação contábil é considerada relevante quando pode ser utilizada para predizer resultados futuros, dividendos futuros ou fluxos de caixa futuros. Enquadram-se nessa interpretação os estudos de Lev e Sougiannis (1996) e Ou e Penman (1989).
- **3ª Interpretação:** Uma informação é considerada relevante quando a sua divulgação tem efeito sobre as expectativas dos investidores e, por isso, altera os preços das ações. Enquadram-se nessa interpretação os estudos de Ball e Brown (1968), Beaver (1968), Bernardo (2001), Costa Junior e Martins (2008), Lima *et al* (2008), Lima e Terra (2004a, 2004b), Perobelli e Ness Junior (2000), Sarlo Neto *et al* (2005) e Schiehl (1996).

- **4ª Interpretação:** É relevante a informação que tem relação com os valores de mercado da empresa (preços ou retornos). Enquadram-se nessa interpretação os estudos de Collins, Maydew e Weiss (1997), Francis e Schipper (1999), Lev e Zarowin (1999) e Lopes (2001).

Para Beaver (2002), a fundamentação teórica de estudos de *value relevance* está na junção de uma teoria de avaliação de empresas com informações contábeis. Especificamente, a maioria das pesquisas contábeis em mercado de capitais que objetivaram mensurar a relevância de informações fundamentaram-se teoricamente no modelo de avaliação de empresas desenvolvido por Ohlson (1995). Esse modelo enquadra-se na 3ª e 4ª interpretações.

Como mencionado, este trabalho fundamenta-se no modelo de Ohlson (1995) ao considerar que os dados contábeis são informações incompletas para a determinação do valor de petrolíferas. Desta forma, torna-se pertinente apresentá-lo.

Antes, vale ressaltar que foram dois os artigos importantes para a elaboração e o refinamento do modelo: Feltham e Ohlson (1995) e Ohlson (1995). No entanto, a essência do modelo tradicional foi apresentada no segundo artigo. Gonçalves (2008) alerta que, apesar do trabalho de Ohlson ter sido publicado somente em 1995, já era conhecido no meio acadêmico internacional, uma vez que circulava no formato de “*working paper*”.

3.2 O MODELO DE OHLSON

Ao fazer comentários sobre os estudos de James Ohlson, Gonçalves (2008) conta que desde o início da década de 80, o autor já demonstrava interesse no estudo das variáveis contábeis como integrantes da avaliação de empresas, bem como em assuntos relacionados ao mercado de capitais. Tal interesse pode ser observado mais claramente em alguns de seus trabalhos como, por exemplo, Garman e Ohlson (1980) e Lev e Ohlson (1982).

Em 1995, Ohlson publicou seu artigo clássico no qual desenvolveu um modelo de avaliação que relacionou o valor de mercado das empresas com seus lucros anormais, dividendos e patrimônio. A partir desse modelo, pesquisadores puderam investigar a importância do lucro e do patrimônio líquido em diversos países e com metodologias diferentes e alternativas (KOTHARI, 2001; LOPES, 2001). A presente pesquisa também se alicerça nesse modelo.

O Quadro 5, extraído e adaptado de Rezende e Lopes (2005), sumariza possíveis razões encontradas na literatura para a ampla aceitação e utilização do Modelo de Ohlson nas pesquisas sobre mercado de capitais.

RAZÕES	JUSTIFICATIVAS	COMENTÁRIOS E PESQUISAS
1	O Modelo de Ohlson oferece a ligação formal entre avaliação de empresas e números contábeis.	Ohlson (1995) oferece uma representação descritiva da contabilidade e do processo de avaliação de empresas.
2	Os pesquisadores apreciam a versatilidade do modelo.	O modelo de avaliação pelo lucro residual deve ser parte integral de uma solução abrangente para o problema da diversidade contábil e ressaltam que os testes empíricos ilustram a força do modelo nas diferenças existentes na contabilidade internacional.
3	O Modelo de Ohlson rebate a afirmação de que as abordagens tradicionais usadas nas pesquisas contábeis encontram uma ligação muito fraca (baixo R^2) entre mudanças no valor de mercado de empresas e informações contábeis.	Análises demonstram que o Modelo de Ohlson oferece uma base eficiente para estimar a variação de preços de mercado.
4	O alto poder explanatório do Modelo de Ohlson leva alguns pesquisadores a concluir que essa abordagem pode ser usada para recomendações de políticas contábeis.	O Modelo de Ohlson tem estimulado um crescente conjunto de trabalhos que examinam a ligação entre valor de mercado da empresa e montantes reconhecidos ou divulgados nos relatórios contábeis. Pesquisas empíricas de avaliação dos padrões promulgados de divulgação financeira são mais bem (<i>sic</i>) conduzidas pelo Modelo de Ohlson.

Quadro 5 – Justificativas para Aceitação do Modelo de Ohlson

Fonte – Rezende e Lopes (2005).

Apesar de existirem inúmeras pesquisas que utilizaram o modelo, alguns autores se posicionam de forma crítica em relação à metodologia. Holthausen e Watts (2001) argumentam que as teorias que alicerçam esses estudos falham devido a deficiências nos modelos de avaliação de empresas. Para Lo e Lys (2000), as questões relacionadas à aplicabilidade do modelo são controversas, tendo em vista a dificuldade da estimação de algumas de suas variáveis e do estabelecimento de uma *proxy* para mensurar a variável “outra informação”.

Fato é que Ohlson (1995) possibilitou a utilização das informações contábeis como variáveis para estimar o valor de uma determinada empresa. Parienté (2003¹², *apud* Galdi,

¹² PARIENTÉ, F. *Revisiting Ohlson's equity valuation model*. CEREG, 2003.

Teixeira e Lopes, 2008) esclarece que a contribuição do modelo é evidente, haja vista que, com o argumento de que a contabilidade é baseada em valores históricos, a comunidade financeira pouco considerava as informações contábeis nos modelos de avaliação.

Para Ohlson (1995), as variáveis contábeis que possuem informações relevantes e devem, portanto, serem utilizadas na determinação do valor de uma empresa (preço de suas ações) são o resultado contábil e o patrimônio líquido. 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.

Galdi, Teixeira e Lopes (2008) evidenciam que esse modelo define o valor de uma empresa como sendo o somatório do valor contábil do patrimônio líquido da companhia com o valor presente dos lucros residuais (anormais) esperados. Para Iudícibus e Lopes (2004), o modelo de Ohlson sugere uma metodologia em que o valor de mercado de uma empresa é função de variáveis contábeis atuais e futuras e tenta estabelecer uma relação entre o lucro contábil, o patrimônio líquido e o valor de mercado da empresa.

Lima (2010) afirma que o ponto de partida para o entendimento do modelo de Ohlson é o modelo de lucro residual, desenvolvido por Edwards e Bells (1961), Peasnell (1981) e Preinreich (1936).

Diante disso, o modelo de Ohlson fundamenta-se em 3 premissas, detalhadas a seguir:

1. Modelo de Desconto de Dividendo, 2. *Clean Surplus Relation* e 3. Dinâmicas Informacionais Lineares.

1. Modelo de Desconto de Dividendos: O Modelo de Desconto de Dividendos (MDD) define o valor de uma empresa como sendo o valor presente dos dividendos futuros esperados a serem pagos aos seus acionistas. O fator de desconto é igual à taxa livre de risco. Vale citar que o MDD é considerado como ponto de partida para a avaliação de empresas na literatura econômica e financeira. Diante disso, tem-se a seguinte expressão:

$$P_t = \sum_{\tau=1}^{\infty} R_f^{-\tau} E_t[d_{t+\tau}] \quad (1)$$

Em que:

P_t = valor de mercado do patrimônio ou preço da ação de uma empresa na data t ;

R_f = taxa livre de risco;

$d_{t+\tau}$ = dividendo pagos na data $t+\tau$ e

$E_t[.]$ = operador do valor esperado condicionado às informações na data t .

A equação (1) não permite que se obtenham crescimentos infinitos, sendo necessário considerar a seguinte condição:

$$P_{t+\tau} R_f^{-\tau} \rightarrow 0 \text{ quando } \tau \rightarrow \infty \quad (2)$$

2. *Clean Surplus Relation*: Para Galdi, Teixeira e Lopes (2008), o conceito de *clean surplus* pressupõe que seja praticada a contabilidade na qual todas as transações que modificam o patrimônio líquido da companhia passam pelas contas de resultado. São excluídas dessas, as transações com os acionistas da empresa. Assim, qualquer evento que não esteja relacionado com transações entre sócios deve, necessariamente, passar pelo resultado. Lopes (2001) afirma que essa premissa baseia-se na ideia da igualdade patrimonial. Decorre daí a seguinte equação:

$$y_t = y_{t-1} + x_t - d_t \quad (3)$$

Em que:

y_t = patrimônio líquido na data t ;

y_{t-1} = patrimônio líquido na data $t-1$;

x_t = resultado líquido do exercício no período e

d_t = dividendos líquidos das contribuições de capital na data t .

Assim, Ohlson (1995) salienta que é possível apresentar o valor de uma empresa em função das informações contábeis correntes e futuras, independentemente da política de dividendos adotada pela firma, assim como de seu sistema contábil. A partir disso, apresenta-se a definição do resultado anormal. Vale ressaltar que apenas se o resultado contábil líquido captar todas as alterações no patrimônio líquido de uma firma é que o resultado anormal (residual) futuro será considerado como uma variável relevante. Pode-se, assim, apresentar a definição do resultado anormal:

$$x_t^a = x_t - (R_f - 1)y_{t-1} \quad (4)$$

Em que:

x_t^a = resultado anormal na data t; e

R_f = taxa livre de risco na data t.

Percebe-se, a partir da equação (4), que, no desenvolvimento teórico de seu modelo, Ohlson (1995) apresenta o resultado anormal a partir da taxa de juros do ativo livre de risco. Assim, é possível obter resultados anormais positivos sempre que o resultado gerado for maior que a taxa livre de risco. Em caso contrário, o resultado anormal poderá se apresentar próximo de zero ou negativo.

Vale ressaltar que, para se chegar aos resultados anormais auferidos em um período, a taxa de remuneração mínima utilizada, tradicionalmente, baseia-se no custo de capital da empresa. Assim, para serem obtidos resultados anormais positivos é necessário que o resultado gerado seja maior que o custo do capital investido e não que a taxa livre de risco, como proposto por Ohlson (1995). Sobre o assunto, Lima (2010) esclarece que o modelo pressupõe que o patrimônio líquido das empresas cresce a uma taxa inferior ao custo de capital.

Ohlson (1995) apresenta, então, os dividendos, conforme a equação (5), a partir da combinação das equações (3) e (4):

$$d_t = x_t^a - y_t + R_f(y_{t-1}) \quad (5)$$

É diante dessas equações que Ohlson (1995) esclarece a importância fundamental da propriedade *Clean Surplus Relation*. É por meio dela que o autor conseguiu estabelecer um modelo de avaliação em função de dados contábeis, evitando a necessidade de especificar a política de dividendos da empresa.

Utilizando a Equação (5), pode-se reescrever o MDD – Equação (1) – como um modelo de desconto de números contábeis, conhecido como Modelo de Avaliação pelo Resultado Anormal:

$$P_t = y_t + \sum_{\tau=1}^{\infty} R_f^{-\tau} E_t[x_{t+\tau}^a] \quad (6)$$

Em que:

$x_{t+\tau}^a$ = predição do resultado anormal a data t + τ .

Portanto, de forma simplificada, pode-se dizer que o modelo considera duas informações importantes: uma medida contábil do capital investido e uma medida dos resultados anormais esperados, os quais correspondem aos valores presentes dos fluxos de resultados econômicos futuros ainda não incorporados ao patrimônio líquido corrente.

3. Dinâmicas Informacionais Lineares: A terceira premissa do modelo de Ohlson constitui a contribuição original do autor ao processo de avaliação de empresas. Para Lima (2010) essa premissa define um sistema de equações lineares que expressa o processo estocástico da evolução temporal dos resultados anormais e da variável “outra informação”.

Numa perspectiva contábil, os resultados anormais futuros originam-se dos resultados anormais passados e de informações ainda não capturadas, mas que afetarão o resultado. Diante disso, o modelo falha ao não relacionar informações contábeis (lucro e patrimônio líquido) e informações não contábeis com os resultados anormais futuros. Assim, Ohlson (1995) vincula os resultados anormais futuros com as variáveis contábeis já realizadas. Essa terceira premissa fundamenta-se na Dinâmica das Informações Lineares.

Dessa forma, assume-se que $\{\tilde{x}_{t+\tau}^a\}_{\tau \geq 1}$ e

$$x_{t+1}^a = \omega x_t^a + v_t + \varepsilon_{1t+1} \quad (7)$$

$$v_{t+1} = \gamma v_t + \varepsilon_{2t+1} \quad (8)$$

Em que:

v_{t+1} = predição de “outra informação” para a data $t + 1$;

v_t = “outra informação” na data t ;

ω = parâmetro de persistência do resultado anormal, $0 \leq \omega \leq 1$;

γ = parâmetro de persistência da “outra informação”, $0 \leq \gamma \leq 1$;

ε_{1t} e ε_{2t} = termos de erro com média zero e não correlacionados com outras variáveis.

Diante dessa premissa, passam a ser variáveis de relevância para o modelo, além do resultado anormal do período, a variável “outra informação”, fundamental para a determinação dos resultados anormais futuros.

Ohlson (1995) relata que, partir da equação (7), pode-se perceber que a variável “outra informação” incorpora-se aos resultados anormais com um atraso, ou seja, o impacto dessa variável é gradual. Constata-se, então, que o modelo admite a existência de fatos relevantes

que afetam o valor esperado dos resultados futuros, mas não o seu valor atual, tendo em vista que a contabilidade possui um diferencial temporal no reconhecimento dos eventos que impactam no valor da empresa.

O modelo exige, também, o conhecimento dos parâmetros de persistência dos resultados anormais e de “outras informações”. Esses parâmetros, ω e γ , devem apresentar valor entre 0 e 1, ou seja, devem ser positivos. Caso o parâmetro $\omega = 0$, o resultado anormal não é persistente e sim transitório. Nesse caso, aparentemente, a empresa encontra-se estável, em um estágio de não crescimento. Por outro lado, se $\omega = 1$, o resultado anormal é persistente e de forma indefinida. Entretanto, quando $0 < \omega < 1$, a rentabilidade anormal sobre o patrimônio líquido (ROE Anormal – *Abnormal Return On Equity*) muda com o tempo até chegar ao custo de capital da empresa. Isso pode ser evidenciado a partir da simples “manipulação” da equação (4), resultando em:

$$\frac{x_t^a}{y_{t-1}} = \frac{x_t}{y_{t-1}} - (R_f - 1) \quad (9)$$

Em que:

$\frac{x_t^a}{y_{t-1}}$ = rentabilidade anormal sobre o patrimônio líquido (ROE anormal) e

$\frac{x_t}{y_{t-1}}$ = rentabilidade sobre o patrimônio líquido (ROE).

Lima (2010) relata que a dinâmica das informações lineares do modelo de Ohlson contempla uma solução para o problema dos horizontes finitos dos modelos de avaliações tradicionais. Supondo-se que os parâmetros de persistência do resultado anormal (ω) e de “outras informações” (γ) sejam menores que 1, os resultados anormais convergirão para zero, o que implica uma eventual convergência entre o patrimônio líquido e o valor de mercado da empresa.

Sobre isso, Pindyck e Rubinfeld (2002) explanam que, caso o resultado anormal não seja persistente, a diferença entre as expectativas da rentabilidade sobre o patrimônio líquido e o custo de capital se aproximará de zero ao longo do tempo, já que em uma economia competitiva não é possível manter uma elevada rentabilidade no longo prazo, isto é, tenderá a zero. Portanto, o modelo considera que os resultados anormais no longo prazo, devido às forças competitivas, devem aproximar-se de seu custo de capital. Tal dado é consistente com

as evidências encontradas nos trabalhos de Fama e French (1992) de que, num ambiente de concorrência perfeita: $E[x_{t+\tau}^a] \rightarrow 0$ quando $\tau \rightarrow \infty$.

Além disso, o modelo permite apresentar a variável v_t , que representa os efeitos de outras informações de natureza não contábil sobre o resultado anormal futuro, no momento t . Essa variável é essencial para se predizerem os resultados anormais dos anos seguintes, assim como para obter o valor intrínseco das ações de uma empresa.

Combinando o Modelo de Avaliação pelo Resultado Anormal, dado na equação (4), com a Dinâmica das Informações Lineares propostas por Ohlson (1995) nas equações 7 e 8, tem-se a seguinte função de avaliação:

$$P_t = y_t + \alpha_1 x_t^a + \alpha_2 v_t \quad (10)$$

Em que:

$$\alpha_1 = \frac{\omega}{R_f - \omega} \geq 0 \text{ e } \alpha_2 = \frac{R_f}{(R_f - \omega)(R_f - \gamma)} > 0;$$

α_1 = coeficiente do resultado anormal e

α_2 = coeficiente da “outra informação”.

A equação (10) indica que o valor de mercado de uma empresa é a soma de três componentes: o patrimônio líquido atual, o resultado anormal e o efeito de outras informações. Diante disso, percebe-se que o modelo de Ohlson trouxe à pesquisa contábil importantes conceitos ao demonstrar que existem informações que são capturadas pelo mercado antes que afetem o resultado contábil.

De maneira alternativa, Ohlson (1995) demonstra que a equação (10) pode ser expressa como uma média ponderada de dois modelos de avaliação contábeis: o modelo de resultado e o modelo do patrimônio líquido mais as outras informações. Assim, dada a equação (4) e a relação do lucro limpo, dada na equação (3), a função de avaliação na equação (10) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$P_t = k(\varphi x_t - d_t) + (1 - k)y_t + \alpha_2 v_t \quad (11)$$

Em que:

$$\varphi \equiv \frac{R_f}{(R_f - 1)} \text{ e}$$

$$k = (R_f - 1)\alpha_1 = \frac{(R_f - 1)\omega}{R_f - \omega}$$

Para Easton (1999) e Easton e Sommers (2003), a equação (11) pode ser considerada como a fundamentação teórica de muitos estudos que investigaram a associação entre variáveis contábeis e preço. Esses estudos, especificamente, utilizaram-se do seguinte modelo:

$$P_t = \beta_0 + \beta_1 y_t + \beta_2 x_t + \varepsilon_t \quad (12)$$

Ao longo do trabalho, Ohlson (1995) apresenta seu modelo de duas formas alternativas: uma levando em consideração como *proxy* para o valor da empresa o preço da ação (equação 11) e outra o seu retorno. Por meio do preço, o objetivo é identificar se as variáveis contábeis são significativamente relacionadas com o valor de mercado da empresa, enquanto por meio do retorno é verificar em que medida essas informações contábeis explicam a variação dos preços. Assim, ao utilizar o modelo de preço o interesse do pesquisador é avaliar a significância estatística dos coeficientes da regressão, enquanto pelo modelo de retorno é analisar a capacidade explicativa das variáveis (ou do modelo de regressão).

Fato é que em pesquisas de *value relevance* a escolha do modelo a ser utilizado, de preço ou de retorno, é assunto de discórdia entre pesquisadores, pois a escolha errada de um deles em detrimento do outro pode levar a conclusões erradas ou enganosas. 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 Zimmermann (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 econômico.

Para Batistela (2011, p. 22 e 23):

Quando uma especificação de retornos é selecionada, então o atributo tempestividade é que está em foco. A diferenciação fundamental é que o retorno da ação é tomado como variável dependente. Ademais, as variáveis independentes normalmente são o resultado contábil e sua variação. Assim, procura-se observar a tempestividade da informação contábil em relação à variação ocorrida no valor da empresa dentro de um período, por exemplo.

[...]

Em síntese, para se definir a abordagem empírica de uma pesquisa, é interessante primeiro se efetuar o estabelecimento de quais atributos estão em investigação. Um modelo de preços toma como recorte a tentativa de observar empiricamente os atributos relevância e confiabilidade.

Diante do apresentado, este trabalho utiliza o modelo de preço, visto que objetiva identificar a relevância (significância estatística dos coeficientes da regressão) das informações relacionadas às reservas provadas de óleo e gás e das informações contábeis (lucro e patrimônio líquido) divulgadas nos relatórios financeiros das empresas petrolíferas selecionadas. Não é objetivo verificar em que medida as informações contábeis (ou não contábeis) explicam a variação dos preços (retorno), nem propor modelos preditivos de valor.

Independente da especificação do modelo, o volume de pesquisas acadêmicas sobre o tema intensificou-se nas últimas duas décadas, fazendo com que os pesquisadores chegassem a resultados e conclusões diferentes. A seção, a seguir, apresenta três artigos que categorizaram os estudos de *value relevance*. São eles: Beaver (2002), Holthausen e Watts (2001) e Kothari (2001).

3.3 TIPOS E CLASSIFICAÇÕES DE ESTUDOS

Partindo de uma classificação mais ampla, Kothari (2001) apresenta uma longa revisão bibliográfica de pesquisas que analisaram a relação entre as informações financeiras e mercados de capitais, chamadas de *Capital Markets Research*. De acordo com o autor, os diversos estudos publicados identificam, pelo menos, quatro grandes demandas de pesquisas sobre mercados de capitais. São elas:

1. **Análise fundamentalista e avaliação:** o principal objetivo das pesquisas que se enquadram nessa área é identificar ações mal avaliadas, ou seja, que possuem valor de mercado diferente do valor intrínseco, podendo proporcionar ganhos aos investidores. Citam-se os estudos de Beaver, Lambert e Morse (1980), Dechow, Hutton e Sloan (1999), Fama e Muller (1972), Feltham e Ohlson (1995), Frankel e Lee (1998), Kormendi e Lipe (1987) e Ohlson (1995), entre outros.
2. **Testes de Eficiência de Mercado:** enquadram-se, nessa linha, as pesquisas que testam a Eficiência dos Mercados assim como definida por Fama (1970, 1991). Para Kothari (2001) os estudos dessa linha fazem inferências sobre a eficiência do mercado por meio de dois tipos de testes: estudos de eventos de curto e longo prazo e testes *cross-sectional* sobre previsão de retornos anormais ou de anormalidades.

3. **Papel da contabilidade em contratos e em processos políticos:** estudos dessa demanda fundamentam-se na teoria positiva proposta por Watts e Zimmerman (1986). Para esses autores, o uso de informações contábeis para a remuneração e em cláusulas contratuais no processo político, afeta as escolhas contábeis de uma empresa. Kothari (2001) cita que se inserem nessa abordagem os estudos de Collins e Kothari (1989), Dechow, Sloan e Sweeney (1995), Healy (1985), Jones (1991), entre outros.
4. **Regulação da Divulgação (*disclosure*):** estudos que se enquadram nessa demanda objetivam verificar se os órgãos reguladores de contabilidade emitiram normas que exigem das empresas a divulgação de informações relevantes. Em outras palavras, busca-se inferir se os objetivos dos órgãos normatizadores foram alcançados mediante a emissão de normas específicas. Kothari (2001) cita o estudo de Holthausen e Watts (2001).

Beaver (2002) fornece uma classificação para a pesquisa contábil em mercado de capitais (CMBAR) em cinco áreas distintas: Eficiência de Mercado, Modelagem de Feltham e Ohlson, Relevância (*value relevance*), Comportamento dos Analistas e Comportamento Discricionário.

1. **Eficiência de Mercado:** enquadram-se nessa área os estudos que utilizam e testam a hipótese de mercado eficiente. Citam-se os estudos de Ball e Brown (1968), Beaver (1968), Beaver e McNichols (2001), Bernard e Thomas (1989, 1990), Dechow, Hutton e Sloan (1999), Fama e French (1992), Foster, Olsen e Shevlin (1984), Frankel e Lee (1998), Freemans e Tse (1989) e Sloan (1996).
2. **Modelagem de Feltham e Ohlson:** enquadram-se nessa linha os estudos que se basearam no Modelo de Feltham-Ohlson. Para Beaver (2002), esse modelo buscou a determinação do valor de mercado de uma empresa em função de variáveis contábeis. Utilizaram essa abordagem os estudos de Aboody, Barth e Kasznik (1999), Barth e Clinch (1998), Collins, Maydew e Weiss (1997), Dechow, Hutton e Sloan (1999) e Frankel e Lee (1998).
3. **Relevância:** estudos dessa abordagem objetivam investigar a relação entre o valor de mercado (preço) de uma empresa e suas variáveis contábeis. A partir dessa relação, busca-se a identificação daquela variável contábil que se relaciona significativamente com o valor de mercado da empresa. Essa variável é considerada como relevante. Estudos dessa linha baseiam-se nos modelos de Feltham e Ohlson (1995, 1996) e

Ohlson (1995). Citam-se os estudos de Amir (1993), Barth, Beaver e Landsman (1996), Chambers, Jennings e Thompson (1999), Landsman e Maydew (2002) e Lev e Sougiannis (1996).

4. **Comportamento dos Analistas:** estudos que objetivam analisar a influência do papel dos analistas nos preços de ações. Nessa linha de pesquisa, destacam-se os trabalhos de Dechow, Hutton e Sloan (1999), Frankel e Lee (1998), entre outros.
5. **Comportamento Discricionário:** enquadram-se nessa linha de pesquisa os estudos que objetivam identificar as motivações para o gerenciamento dos resultados. Os principais estudos destacados por Beaver (2002) nessa área são Burgstahler e Dichev (1997), Healy (1985), Healy e Wahlen (1999) e Jones (1991), entre outros.

Já Holthausen e Watts (2001) classificam, especificamente, os estudos de *value relevance*:

- **Estudos de Associação Relativa:** são aqueles que comparam coeficientes de determinação (R^2) entre o preço das ações (ou retornos) e os valores contábeis, calculados sob normas contábeis diferentes. Aquela norma que gerar informações com maior associação com os valores de mercado (preço das ações ou retorno) será considerada relevante.
- **Estudos de Associação Incremental:** objetivam identificar se uma informação contábil de interesse público é mais útil para explicar o preço ou os retornos das ações, dadas outras variáveis especificadas. A informação contábil é considerada relevante se o seu coeficiente estimado na regressão é significativamente diferente de zero.
- **Estudos de Conteúdo Informacional Marginal:** busca identificar se determinado valor contábil específico adiciona informação para um grupo de investidores. Nessa abordagem, é utilizada a metodologia de estudo de eventos para verificar se a informação contábil divulgada está associada a variações nos preços.

Assim, apresentadas as classificações das pesquisas contábeis propostas por Beaver (2002), Holthausen e Watts (2001) e Kothari (2001), pode-se identificar a presente pesquisa no escopo da pesquisa contábil em mercado de capitais. Iniciando com a abordagem mais ampla de Kothari (2001), esta pesquisa identifica-se com a **Regulação da Divulgação (*disclosure*)**. De acordo com a proposta de Beaver (2002), a pesquisa classifica-se no âmbito

dos estudos de **Relevância**. Por fim, dentre os estudos de relevância classificados por Holthausen e Watts (2001), ela se identifica com os estudos de **Associação Incremental**.

3.4 ESTUDOS DE *VALUE RELEVANCE* NO BRASIL

No Brasil, as primeiras pesquisas que investigaram a relação das informações divulgadas pelas demonstrações contábeis com o mercado de capitais (preço das ações) utilizaram a metodologia proposta por Ball e Brown (1968).

Basicamente, trabalhos que se enquadram nessa linha utilizaram a metodologia de estudos de eventos e tiveram uma questão comum: a divulgação das demonstrações contábeis anuais (e eventualmente trimestrais) das empresas de capital aberto afetam os preços de suas ações? De forma geral, os resultados indicaram que a divulgação das demonstrações contábeis é relevante e, portanto, afetam o preço ou os retornos anormais das ações no período em torno da data do evento (divulgação das demonstrações contábeis). Dentre os estudos que se enquadram nessa linha citam-se Bernardo (2001), Prux Junior (1998) e Schiehl (1996).

Com o passar do tempo, os estudos começaram a incluir, além da própria investigação da relevância das informações contidas nas demonstrações contábeis, outras análises que o ambiente legal (regulatório) e as amostras proporcionavam, como, por exemplo, sinalizadores de boas práticas de governança corporativa, diferentes tipos de ações, controle acionário, regulamentação e liquidez. Com essas características, citam-se os estudos de Dalmácio e Rezende (2008), Lima e Terra (2004a, 2004b), Sarlo Neto *et al* (2005) e Sarlo Neto, Galdi e Dalmácio (2009). De forma geral, os resultados dessas pesquisas indicaram que os investidores reagem de forma diferenciada a alguns sinalizadores de boas práticas de governança corporativa das empresas; os preços e retornos das ações preferenciais são mais sensíveis à divulgação de informações contábeis quando comparados com as ações ordinárias, e as médias dos retornos anormais são sensíveis a alterações no controle acionário e à liquidez.

Outras pesquisas investigaram a relevância das informações contábeis utilizando metodologias diferentes daquela proposta por Ball e Brown (1968). Como um método alternativo, alguns pesquisadores utilizaram a abordagem proposta por Beaver (1968), denominada de Análise do Conteúdo Informacional. No Brasil, alguns estudos adotaram-na, entre eles citam-se Gomes e Lorigato (2006) e Sarlo Neto, Lopes e Costa (2006).

Numa perspectiva histórica, é importante citar a pesquisa de Lopes (2001). O autor testou o modelo de Ohlson no mercado de capitais brasileiro durante os anos de 1995 a 1999. Os resultados evidenciaram que os valores do patrimônio líquido explicam melhor o comportamento dos preços das ações quando comparados com os resultados. O autor encontrou, também, indícios de que a informação contábil é mais significativa do que os dividendos para explicar os preços das ações. Vale ressaltar que esse estudo pode ser considerado um marco na pesquisa contábil brasileira, pois foi a partir dele que os estudos que associam a informação contábil e os valores de mercado tiveram a sustentação teórica em modelos de avaliação. Seguiram essa linha os estudos de Lopes (2004, 2006) e Lopes, Santanna e Costa (2007).

Outra abordagem importante no Brasil foram as pesquisas de *value relevance* caracterizadas por analisar a relevância de variáveis contábeis específicas. Entre esses estudos citam-se: Teixeira, Lopes e Costa (2004), que analisaram a relevância da reserva de reavaliação no Brasil; Rezende *et al* (2008), que analisaram a relevância da informação contábil em custo histórico e em moeda constante; Rezende, Martins e Dalmácio (2008), que analisaram a relevância do *goodwill* e do ativo diferido; Rezende, Dalmácio e Nilsen (2010), que analisaram a relevância das informações dispostas em notas explicativas dos passivos contingentes (não contabilizados); Costa e Lopes (2007), que analisaram a relevância das informações disponibilizadas ao mercado por empresas brasileiras com ADRs¹³ negociados na Bolsa de Nova Iorque; e Nascimento *et al* (2007), que analisaram a eficiência do conteúdo informacional do resultado contábil no padrão norte-americano (US-GAAP) das empresas brasileiras com ações negociadas na NYSE.

Outros estudos se diferenciaram por focarem setores específicos da economia brasileira. Entre os estudos dessa linha citam-se: Rangel, Dalmácio e Teixeira (2005), que identificaram a relevância de indicadores financeiros na estimativa de retorno das ações de empresas do setor de Siderurgia e Metalurgia; Scarpin, Pinto e Boff (2007), que analisaram a relevância das demonstrações contábeis de empresas que pertencem ao Índice Brasil (IBrX) no ano de 2005; e Malacrida *et al* (2008), que analisaram a capacidade do lucro e do fluxo de caixa operacional de predizer os fluxos de caixa operacionais nas companhias abertas brasileiras.

Diante dessa revisão, os estudos de relevância das informações contábeis no Brasil revelam algumas evidências: 1) as demonstrações contábeis possuem conteúdo informacional

¹³ *American Depositary Receipt* são títulos negociáveis no mercado norte-americano e que representam ações de uma empresa não norte-americana (ASSAF NETO, 2012).

e, portanto, carregam informações que afetam o preço das ações, 2) é importante a análise de características específicas das empresas (tipo da ação, setor regulado, liquidez, sinalizadores de boas práticas de governança corporativa, entre outras), pois isso demonstra maior ou menor sensibilidade dos investidores em relação a tais características e 3) o patrimônio líquido possui, aparentemente, maior relevância do que o resultado contábil.

3.5 ESTUDOS DE *VALUE RELEVANCE* NO SETOR PETROLÍFERO

De acordo com Berry e Wright (2001), a importância do volume de reservas de petróleo e gás para as petrolíferas foi o argumento fundamental apresentado pela SEC para desenvolver e exigir, em 1978, o método contábil conhecido como Reconhecimento Contábil das Reservas (*Reserve Recognition Accounting – RRA*). Os autores afirmam que, aparentemente, naquela época, os representantes do FASB compartilhavam da opinião de que a capacidade em descobrir petróleo (reservas) era fundamental para a avaliação do valor de mercado das petrolíferas.

De fato, a teoria contábil do setor (*petroleum accounting*) reconhece que as reservas petrolíferas são os ativos mais importantes e que viabilizam a existência de uma empresa que explora e produz o mineral. Assim, a descoberta de uma nova jazida é um fator econômico extremamente importante (BROCK; CARNES; JUSTICE, 2007; JOHNSTON; JOHNSTON, 2006).

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 cita 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. Como já dito, essas informações são, atualmente, exigidas pela SFAS nº 19 (1977) e SFAS nº 69 (1982), mas foram desenvolvidas a partir da metodologia RRA.

Ao fazer uma análise dos trabalhos publicados, Misund, Osmundsen e Asche (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.

Bell (1983) investigou os efeitos da divulgação das informações exigidas pela RRA sobre os preços das ações de empresas de petróleo e gás. O autor analisou o preço das ações de 87 empresas antes das exigências de divulgação da RRA (ano de 1978) e de 83 empresas imediatamente após exigências (ano de 1979). Os resultados indicam que o mercado reagiu significativamente à divulgação das informações sobre reservas.

Dharan (1984) investigou o conteúdo informacional das reservas de petróleo, assim como exigidas pela SEC em 1979. Em uma amostra de cerca de 160 empresas, o autor encontrou que as informações geradas pela RRA tinham baixo conteúdo informacional, pois não conseguiam impactar os preços das ações observados.

Os trabalhos desenvolvidos por Harris e Ohlson (1987) e Johnsen, Paxson e Rizzuto (1996) utilizaram uma variável denominada “valor imputado pelo mercado” (*imputed value of O&G*) para estimar um valor para as reservas provadas de óleo e gás. Esse valor foi regredido com uma série de variáveis independentes com o intuito de se estimar o poder explicativo de cada uma delas.

Harris e Ohlson (1987) não encontraram evidências da relevância das informações relacionadas ao volume de petróleo e gás. De forma geral, os resultados indicaram que os valores contábeis dos ativos de óleo e gás tinham relações significativas com os valores de mercado das empresas e, conseqüentemente, possuíam conteúdo informacional relevante. Esse mesmo resultado foi encontrado com o valor presente dos fluxos de caixa futuros relacionados às reservas, mas com menor poder explicativo. As reservas, em termos de quantidade, não se mostraram relevantes quando o valor contábil (*book value*) dos ativos e o valor presente dos fluxos de caixa estavam disponíveis. Adicionalmente, comparando empresas que seguiam o método SE com aquelas que seguiam o FC, os autores identificaram que as informações geradas pelas que seguiam o SE possuíam maior capacidade de prever o valor de mercado das propriedades que o método FC.

Johnsen, Paxson e Rizzuto (1996) concluíram que as variáveis contábeis (*book value*, de acordo com a SFAS nº 19 e 69) e o fluxo de caixa descontado padronizado (de acordo com a SFAS nº 69) não apresentaram qualquer poder em explicar o valor de mercado das propriedades de óleo e gás.

Também motivados, àquela época, pelas exigências de informações suplementares sobre a atividade de E&P, Doran, Collins e Dhaliwal (1988) analisaram, em empresas petrolíferas, se as informações baseadas em valores históricos (custos, lucros) possuíam relevância informacional, ou seja, se possuíam poder de explicação dos retornos das empresas. Adicionalmente, os autores analisaram se as informações prestadas pela RRA

possuíam informação incremental em relação às informações baseadas em valores históricos. Os resultados indicaram que, para o período de 1979 a 1981, as informações baseadas em valores históricos, bem como os valores relacionados às reservas, estimados a partir de dados da RRA, continham informações relevantes. No entanto, para o período no qual as empresas passaram a seguir as orientações da SFAS nº 69 (1982), as relações entre as variáveis perderam significância.

Teall (1992) investigou qual das três alternativas de divulgação anual sobre reservas de petróleo e gás (custos históricos capitalizados, volume e fluxo de caixa descontado) mais contribuiu para explicar os lucros de 67 petrolíferas canadenses nos anos de 1983 a 1987. Utilizando-se de análises de regressões múltiplas e do preço das ações ordinárias como variável dependente, o autor identificou que a divulgação conjunta dos três métodos aumentou o poder informacional dos relatórios. No entanto, utilizados de forma individual, os métodos não apresentaram conteúdo informacional.

Clinch e Magliolo (1992) analisaram a relevância das informações relacionadas ao volume de petróleo e gás, conforme exigido pela SFAS nº 69 (1982). Os autores retomaram os achados de Harris e Ohlson (1987) e apresentaram duas possíveis explicações para a fraca associação entre os preços das ações e as informações exigidas pela SFAS nº 69 (1982): (1) a falta de confiabilidade nas estimativas dos volumes e (2) as deficiências no modelo de avaliação utilizado para atribuir valor aos volumes de petróleo e gás. Os resultados encontrados não apresentaram evidências de que as informações relacionadas às reservas (volume) eram relevantes. Por outro lado, encontraram que informações relacionadas aos volumes produzidos foram as que mais apresentaram relevância. Na essência, os autores alertaram que a importância dos resultados encontrados não se restringe apenas à área de petróleo, mas para o mercado de capitais como um todo: a relevância das informações está vinculada às suas qualidades e confiabilidade.

Kennedy e Hyon (1992) avaliaram se as informações prestadas pela metodologia RRA melhoravam a utilidade do lucro e as tornavam informações relevantes, ou seja, se possuíam relevância incremental. A análise foi feita nos anos de 1979 e 1980, período de alta volatilidade dos preços do petróleo. Os resultados da análise de regressão indicaram relevância incremental significativa das informações exigidas pela RRA. Em outras palavras, essas informações ajudaram a explicar as variações nos retornos anormais acumulados. Os autores concluíram que as informações exigidas pela RRA ajudaram na melhoria de *disclosure* do desempenho das atividades de E&P e possibilitaram que os investidores

obtivessem ganhos (retornos) superiores aos que, teoricamente, teriam obtido sem essas informações.

Para Cappel (1992) e Gaddis, Brock e Boynton (1992) o índice “custo de descoberta por barril de petróleo” é uma informação crítica usada por agentes do mercado de capitais na avaliação da capacidade de uma empresa em substituir eficientemente suas reservas.

Alciatore (1993) investigou a relevância das informações exigidas pela SFAS nº 69 sobre as reservas de petróleo e gás. O autor chamou essas informações de *Change in the Standardized Measure* (CSM) e identificou que o volume de reservas não teve relevância para os usuários. No entanto, quando esse volume foi desagregado em seus componentes principais (revisões, melhorias de recuperação, descobertas, compras, vendas e produção – conforme Ilustração 3, Capítulo 2, Seção 2.2.3.1) houve informação adicional. Especificamente, seis componentes explicaram melhor os retornos das ações: (1) produção, (2) descobertas, (3) compras de reservas, (4) revisões (5) preço do petróleo e (6) o imposto de renda. De forma geral, o estudo contribuiu para a discussão da necessidade de informações adicionais em notas explicativas além das tradicionais já divulgadas nas demonstrações financeiras.

Interessante ressaltar que Alciatore (1993) identificou que as descobertas e compras de reservas são negativamente relacionadas com os retornos. Embora pareça contraditório, o autor alerta que esses resultados são consistentes e aceitáveis, pois para o autor os resultados indicam que o mercado reagiu negativamente a novas descobertas pelo fato de significar maiores investimentos em exploração e desenvolvimento (E&D). Levando em consideração que nos anos das pesquisas os preços do petróleo estavam em declínio e as empresas estavam gastando muito em E&D, níveis excessivos de reservas e o anúncio de descobertas não se relacionavam positivamente com os retornos.

Como Alciatore (1993), Spear (1994) investigou o conteúdo informacional dos componentes da variação anual no volume das reservas provadas de petróleo, divulgados por empresas norte-americanas. Em particular, o autor investigou, nos anos de 1984 a 1988, a relação entre os retornos do preço das ações com as descobertas, produção, compras líquidas (compras menos vendas) e revisões de estimativas. Os resultados empíricos sugeriram que (1) desagregando a variação anual do volume de reservas em seus componentes há informação adicional além daquela contida na variação total de reservas provadas, (2) descobertas são fortemente associadas com o retorno das ações e (3) as revisões, as compras líquidas e a produção têm um modesto poder explicativo dos retornos.

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 em desenvolvidas e não desenvolvidas, apenas as reservas provadas desenvolvidas continham informações relevantes.

Boone (1998) encontrou relações significativas entre a divulgação do fluxo de caixa descontado das reservas de petróleo e o declínio no *bid-ask spread*¹⁴ de ações de empresas petrolíferas. De acordo com o autor, os resultados são importantes, pois indicam que as exigências do ASR 253 (ver p. 34, seção 2.2.1) diminuíram as diferenças de acesso às informações pelos participantes do mercado, aumentando, assim, a igualdade de oportunidades de ganhos. O objetivo de diminuir a assimetria de informações e aumentar a igualdade de oportunidades nos mercados financeiros é um critério operacional para a regulação da divulgação e que também fornece aos pesquisadores um meio de estudar a efetividade das políticas contábeis. Assim, os resultados deste estudo sugerem que o ASR 253 ajudou a mitigar a assimetria de informações.

Quirin, Berry e Bryan (2000), por meio de um modelo de regressão, testaram o poder explicativo do *book value*, do lucro por ação e de nove variáveis escolhidas por meio de uma pesquisa com um grupo de analistas financeiros especializados na área de petróleo. As *proxys* para o valor da empresa foram tanto o preço das ações quanto os seus retornos. Os autores utilizaram a base de dados da *Arthur Andersen Oil & Gas Reserve Disclosure 1992-1996*. As nove variáveis mais importantes no processo de avaliação de empresas petrolíferas de acordo com os especialistas foram: custo médio de produção por barril de óleo equivalente, medida de eficiência na redescoberta de reservas, fluxo de caixa por ação, margem por produção de barril de óleo equivalente, valor da empresa por meio do *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization* (EBITDA), valor da empresa por meio do fluxo de caixa, crescimento das reservas por ação, crescimento da produção por ação e relação na descoberta de reservas. Os autores concluíram que para ambos os modelos (preço e retorno), as variáveis utilizadas proporcionaram informações incrementais relevantes.

Berry e Wright (2001) investigaram a capacidade da variável “Custos de Exploração” (incluída na seção “Custos Incorridos” da SFAS nº 69) informar sobre o esforço das empresas em descobrir reservas provadas de petróleo. Para isso, os autores desenvolveram um estudo *value relevance*, fundamentado no modelo de Ohlson, com empresas listadas no banco de dados *Arthur Andersen Oil & Gas Reserve Disclosure Database*, para os anos de 1990 a 1993. Os autores realizaram o teste em três grupos diferentes: 1) empresas que utilizaram o método de contabilização pelos esforços bem sucedidos (SE), 2) empresas que usaram o

¹⁴ *Bid-ask spread* é a diferença entre o preço ofertado e o demandado de um título (ação). É, frequentemente, uma medida de liquidez. Quanto menor a diferença entre o preço ofertado e o demandado (*bid-ask spread*), maior a liquidez dos títulos.

método de contabilização total (FC) e 3) todas as empresas. Os resultados indicaram que para empresas que seguiam o método da Capitalização Total, os “Custos Incorridos” se mostraram como uma informação relevante sobre o esforço e a capacidade das empresas em descobrir novas reservas de petróleo. Para as empresas que seguem o método dos Esforços Bem Sucédidos, as informações sobre reservas desenvolvidas mostraram-se relevantes.

Cormier e Magnan (2002) investigaram, em 20 empresas petrolíferas canadenses, durante os anos de 1985 a 1996, (1) a prática de gerenciamento de resultados e (2) a relevância do lucro, do fluxo de caixa das operações e das alterações nas reservas. Os resultados indicaram (1) fracas evidências de que os gestores praticaram gerenciamento de resultado e (2) que o fluxo de caixa das operações e as descobertas de novas jazidas foram métricas de desempenho significativamente associadas com o preço das ações.

Misund, Osmundsen e Asche (2005) baseados no modelo de Ohlson utilizaram as reservas de óleo e gás como a variável para “outras informações”. Para testar a tese de que os investidores se utilizam de outras medidas de lucros alternativas que não o lucro líquido, os autores incluíram também variáveis como *Net Operating Profit After Tax* (NOPAT), EBITDA, *Earnings Before Interest and Taxes* (EBIT), fluxo de caixa operacional, dentre outros. Os resultados indicaram que todas as medidas de lucro e fluxo de caixa são mais relevantes que o lucro líquido para o período de 1990 a 2003. Os autores sugeriram, também, que os investidores têm confiado mais nas medidas de lucro antes de se computarem as despesas de depreciação e amortização em função da existência de métodos diferentes de contabilização dos gastos incorridos na atividade de E&P.

Utilizando dados de 14 grandes empresas internacionais de óleo e gás para o período de 1990 até 2003, Osmundsen *et al* (2006) relacionaram o valor de mercado das empresas, calculado por meio de múltiplos, com indicadores financeiros e operacionais. Especificamente, o autor buscou responder se o indicador *Return on Average Capital Employed* (RoACE)¹⁵ é relevante para explicar o valor de mercado das empresas petrolíferas. De maneira geral, os resultados encontrados não evidenciaram a hipótese de que tal variável seria uma boa alternativa para se mensurar o valor dessas companhias.

Recentemente, no Brasil, Ribeiro, Menezes Neto e Bone (2011) avaliaram o efeito da acumulação de reservas de petróleo e gás sobre o valor de mercado de empresas integradas do setor petrolífero. Baseado em dados de empresas listadas na NYSE, os resultados mostraram que as reservas se correlacionam positivamente com o preço de mercado das empresas.

¹⁵ *Return on average capital employed*. Em português, retorno médio sobre o capital investido.

Diante do apresentado, é importante ressaltar que o presente trabalho se baseia no modelo de Ohlson e contribui com a continuidade e ampliação dos trabalhos de Alciatore (1993), Misund, Osmundsen e Asche (2005) e Spear (1994).

4 METODOLOGIA

Nesse capítulo são apresentados os métodos e técnicas estatísticas utilizadas no teste empírico. Especificamente, é apresentada a amostra selecionada, os modelos estatísticos e as hipóteses levantadas. Objetiva-se esclarecer os métodos e técnicas utilizados para, assim, garantir confiabilidade aos resultados encontrados.

4.1 CARACTERIZAÇÃO DA AMOSTRA

A seleção das petrolíferas foi feita de forma não probabilística e intencional, mas atendeu algumas premissas que são, a seguir, apresentadas e justificadas.

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). O objetivo foi padronizar as análises realizadas e abordar o mercado de capitais no qual estão listadas as principais indústrias petrolíferas do mundo.

A *New York Stock Exchange* (em português, Bolsa de Valores de Nova Iorque), cuja abreviação oficial é NYSE, é a bolsa de valores de Nova Iorque e está localizada no centro financeiro da cidade de Manhattan. Foi criada em 1792 e, atualmente, é administrada pela NYSE *Euronext*. De acordo com o *site* da própria bolsa, possui 8.000 empresas listadas, representando um terço do comércio mundial de ações e o mais líquido de qualquer outro grupo de negociação do mundo (NYSE, 2012).

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 supersetores. Esses são, então, divididos em 40 setores que, por sua vez, se subdividem em 114 subsetores. O ICB é usado globalmente (embora não universalmente) para dividir o mercado em categorias cada

vez mais específicas, permitindo aos investidores comparar tendências de setores e subsetores. Diante disso, foram considerados os seguintes parâmetros:

- indústria: petróleo e gás;
- supersetor: petróleo e gás;
- setor: produção de petróleo e gás;
- subsetor: integrado de petróleo e gás.

A escolha de petrolíferas integradas deu-se pelo fato de serem essas as empresas de grande porte e as principais do setor. Assim, na amostra selecionada estão as principais petrolíferas do mundo.

Diante desses critérios, a amostra selecionada inicialmente estava composta por 22 empresas, correspondentes a todas as petrolíferas integradas com ações negociadas na Bolsa de Valores de Nova Iorque. A amostra é apresentada no Quadro 6, que especifica o nome da empresa, a sigla utilizada no pregão, o país sede e a data de listagem na bolsa.

	Empresa	Sigla	País Sede	Data de Listagem
1	BP p.l.c.	BP	Reino Unido	23 de março de 1970
2	Chevron Corporation	CVX	EUA	24 de junho de 1921
3	China Petroleum & Chemical Corporation	SNP	China	18 de outubro de 2000
4	ConocoPhillips	COP	EUA	27 de maio de 1920
5	Ecopetrol S.A.	EC	Colômbia	18 de setembro de 2008
6	ELF AQUITAINE	AQ	França	não disponibilizado
7	ENI S.p.A.	E	Itália	28 de novembro de 1995
8	Exxon Mobil Corporation	XOM	EUA	25 de março de 1920
9	Hess Corporation	HES	EUA	15 de março de 1926
10	Marathon Petroleum Corporation	MPC	EUA	26 de novembro de 1965
11	Murphy Oil Corporation	MUR	EUA	04 de dezembro de 1961
12	Northern Tier Energy LP	NTI	EUA	26 de julho de 2012
13	Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.	PBR	Brasil	10 de agosto de 2000
14	PetroChina Company Limited	PTR	China	06 de abril de 2000
15	Phillips 66	PSX	EUA	12 de abril de 2012
16	Repsol International Capital Limited	REPPRA	Espanha	30 de outubro de 1997
17	Royal Dutch Shell plc	RDS.A	Holanda	20 de julho de 2005
18	Sasol Limited	SSL	África do Sul	09 de abril de 2003
19	Statoil ASA	STO	Noruega	18 de junho de 2001
20	Suncor Energy Inc.	SU	Canadá	18 de abril de 1997
21	TOTAL	TOT	França	25 de outubro de 1991
22	YPF Sociedad Anónima	YPF	Argentina	29 de junho de 1993

Quadro 6 – Amostra Inicial

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: ou se registraram depois de 2001, como o caso da Royal Dutch Shell e da Sasol Limited, ou cancelaram seu registro antes de 2012, como o caso da Petro-Canada. 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. Assim, a amostra utilizada nessa pesquisa abrangeu, aproximadamente, 70% do mercado de ações das petrolíferas integradas da bolsa.

O Quadro 7 apresenta as empresas que compuseram a amostra final, bem como algumas informações que as caracterizam (ativo total, lucro líquido, receita total e volume de reservas provadas de petróleo – em milhões de barril – todos referentes ao exercício social de 2012).

Empresa		Ativo Total	Lucro Líquido	Receita Total	Reservas Provadas de Petróleo
1	BP	300.193.000.000	11.816.000.000	375.580.000.000	9.875
2	Chevron	232.982.000.000	26.336.000.000	230.590.000.000	4.353
3	China Petroleum	202.670.880.000	10.687.360.000	445.767.200.000	2.843
4	ConocoPhillips	117.144.000.000	11.417.000.000	52.215.000.000	2.779
5	ENI	184.326.120.000	11.448.360.000	167.930.400.000	3.134
6	Exxon Mobil	333.795.000.000	44.880.000.000	453.123.000.000	12.816
7	Hess Corporation	43.441.000.000	2.025.000.000	37.691.000.000	1.171
8	Marathon Oil	27.223.000.000	3.393.000.000	82.492.000.000	901
9	Murphy Oil	17.522.643.000	970.876.000	28.616.331.000	414
10	Petrobras	331.645.000.000	10.931.000.000	144.103.000.000	10.937
11	PetroChina	20.899.200.000	347.023.360.000	351.247.360.000	11.018
12	StatoilHydro	141.120.000.000	12.420.000.000	126.900.000.000	5.422
13	Suncor Energy	76.449.000.000	69.500.000	2.783.000.000	2.133
14	TOTAL	226.814.280.000	14.310.120.000	240.542.280.000	8.363
15	YPF	16.250.000.000	862.000.000	13.653.000.000	590
SOMA		2.272.475.123.000	508.589.576.000	2.753.233.571.000	76.749

Quadro 7 – Amostra Final

Vale citar que todas as empresas da amostra seguem o Método dos Esforços Bem Sucedidos para o tratamento dos gastos incorridos na atividade de E&P. Johnston e Johnston (2006) afirmam que o método *successful efforts* é, normalmente, utilizado por empresas integradas e de grande porte. Godoy (2004) elucida que o método de capitalização *Full Cost* agrega os gastos capitalizados por área geográfica (país), o que reflete as características das empresas menores, não integradas ou independentes, que possuem poucas unidades

produtivas. Já o método dos Esforços Bem Sucedidos, ao exigir a agregação dos custos por campos, reflete muito mais a necessidade de informações dos usuários e as características de empresas maiores e integradas (várias unidades produtivas em vários países).

Resumindo, foram selecionadas todas as empresas petrolíferas listadas na NYSE e, posteriormente, excluídas as que eram independentes e não listadas na bolsa durante todos os anos pesquisados. Assim, foram selecionadas empresas petrolíferas integradas com ações negociadas na NYSE durante os anos de 2001 a 2012.

4.2 MODELOS ESTATÍSTICOS

Em estudos de *value relevance* incrementais, como mencionado, procura-se investigar se existe poder explicativo incremental para determinada variável. Objetiva-se identificar aquelas variáveis que possuem coeficientes significativamente diferentes de zero. Uma vez atendido esse propósito, a variável é considerada *value relevant*. Esses coeficientes são estimados por intermédio de regressões (HOLTHAUSEN; WATTS, 2001). Assim, 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, Maydew e Weiss (1997).

O modelo de Collins, Maydew e Weiss (1997) é uma variante do modelo de Ohlson (1995), apresentado na equação (10). Eles diferenciam-se pelo fato de o primeiro utilizar resultado (lucro) líquido do exercício como *proxy* para resultado (ou retorno) anormal, utilizado pelo segundo.

Ao utilizar um modelo que considera o resultado (lucro) líquido do exercício e não o resultado (ou retorno) anormal, sem prejuízo para os resultados encontrados – conforme constatado por Bryant (2003) - 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 anormal). Assim, contribui-se com órgãos reguladores nas futuras exigências de divulgação de informações para o mercado de capitais.

Foi considerada, também, simplicidade de operacionalização do modelo de Collins, Maydew e Weiss (1997) que considerou 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:

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v_{it} + \varepsilon_t \quad (13)$$

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.

Esse procedimento foi feito por outros trabalhos em amostras com empresas petrolíferas: Bryant (2003), Harris e Ohlson (1987) e Misund, Osmundsen e Asche (2005). Especificamente, Bryant (2003) considerou as duas possibilidades, lucro líquido e resultado anormal, e ressaltou que as conclusões não foram alteradas.

Os trabalhos citados partem do pressuposto de que *value relevance* é a capacidade das informações em explicar as avaliações do mercado. Essa definição assume que o valor de mercado reflete completamente toda informação pública e relevante (FAMA, 1970). Dessa forma, as variáveis que explicam, significativamente, o valor de mercado das empresas, (preço da ação) são consideradas *value relevant* ou úteis.

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, é utilizada como *proxy* para “outras informações”, aquelas relacionadas às reservas de petróleo e gás das empresas selecionadas.

Ribeiro, Menezes Neto e Bone (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 baseia-se 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. A forma como as empresas divulgam essas informações é apresentada na Tabela 2.

Diante disso, o modelo utilizado para testar a relevância dessas informações é baseado na equação 13 e inclui como “outras informações” o valor dos custos capitalizados relativos às reservas provadas:

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(CC)_{it} + \varepsilon_t \quad (14)$$

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. Os gastos exploratórios de poços, gastos de geologia e geofísica em geral, bem como outros gastos relativos a propriedades não provadas são considerados como despesas do período.

(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. A forma como as empresas divulgam essas informações é ilustrada no Quadro 4 e na Tabela 5.

Adicionalmente, pesquisas anteriores já mostraram que a divulgação de informações sobre o fluxo de caixa descontado padronizado proveniente das reservas petrolíferas possui conteúdo informacional (ALCIATORE, 1993; BASU; LYNN, 1984; BELL, 1983; BERRY; HASAN; O'BRYAN, 1997; BOONE, 1998; DORAN; COLLINS; DHALIWAL, 1988).

Dessa forma, o modelo utilizado para testar a relevância dessas informações também é baseado na equação 13 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:

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(FCD)_{it} + \varepsilon_t \quad (15)$$

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 condensando e gás natural líquido) e gás natural (*Disclosure of Proved Oil and Gas Reserve Quantities*) conforme §10 a §17 da SFAS nº 69. A forma como as empresas

divulgam essas informações é esclarecida na Ilustração 3 e exemplificada na Tabela 1. Vale citar que a divulgação da quantidade e as alterações nas reservas de óleo e gás natural líquido devem ser feitas em barris e as reservas de gás em pés cúbicos.

Dessa forma, o modelo utilizado para testar a relevância dessas informações também é baseado na equação 13 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:

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(RPO\&G)_{it} + \varepsilon_t \quad (16)$$

Em que:

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

x_t = resultado líquido 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.

Vale ressaltar que, no reconhecimento de quais reservas de petróleo e gás são consideradas provadas para a divulgação a investidores, as petrolíferas de capital aberto nos EUA seguem as definições do FASB, elaboradas pelo Departamento de Energia norte-americano e adotadas pela SEC em 29 de dezembro de 1978 (por meio do *Accounting Research Study* - ARS nº 257). De acordo com esse órgão, são provadas as reservas de óleo cru, gás natural e gás natural líquido, estimadas mediante testes e estudos geológicos e de engenharia, que demonstrem, com razoável grau de certeza, a recuperação comercial, em anos futuros, dos reservatórios conhecidos, sob as condições econômicas e operacionais existentes, isto é, a preços e custos correntes na data da estimativa.

Ribeiro, Menezes Neto e Bone (2011) esclarecem que, internacionalmente, os padrões de classificação (classes e subclasses) de reservas de petróleo aceitos são regulamentados pelas seguintes instituições: “*Society of Petroleum Engineers*” (SPE), “*World Petroleum Congress*” (WPC), “*American Association of Petroleum Geologists*” (AAPG), SEC e agências reguladoras da atividade em cada país produtor. O mais aceito é o emanado pela SPE.

Para a SPE as reservas de petróleo são classificadas em três categorias principais, de acordo com o nível de certeza (incerteza): Reservas Provadas (1P), Reservas Prováveis (2P) e Reservas Possíveis (3P). Segundo a instituição o termo “reserva provada” (1P) se refere àquele volume de petróleo que pode ser estimado como comercialmente recuperável mediante a análise de dados geológicos e de engenharia, com razoável certeza. Sobre as reservas não provadas, a SPE define que são baseadas em dados geológicos ou de engenharia similares aos utilizados para reservas provadas, mas incertezas técnicas, contratuais, econômicas ou normativas impedem que sejam classificadas como provadas (NIYAMA; MOREIRA; AQUINO, 2006).

As reservas não provadas podem, ainda, ser classificadas como reservas prováveis ou reservas possíveis. As reservas prováveis (2P) são reservas não provadas, cuja análise de dados geológicos e de engenharia indica uma probabilidade de sucesso superior à probabilidade de insucesso no processo de recuperação. Finalmente, reservas possíveis (3P), são aquelas reservas não provadas, cuja análise de dados geológicos e de engenharia sugerem ser menos passíveis de serem recuperáveis que as reservas prováveis (NIYAMA; MOREIRA; AQUINO, 2006).

Tanto as reservas provadas, como as não provadas, podem ser categorizadas, quanto ao grau de desenvolvimento e produção de seus reservatórios, em desenvolvidas ou não desenvolvidas. As reservas desenvolvidas podem, ainda, ser classificadas em produtivas e não produtivas.

Apesar de semelhantes, os sistemas de classificação de reservas adotados pela SPE e SEC apresentam diferenças. É consenso do mercado que as definições da SEC são mais simples e os valores obtidos são mais conservadores.

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, pois, explicada pelas referidas alterações das quantidades. Alciatore (1993) denomina 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 16, foi decomposto em 6 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:

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(REV)_{it} + \beta_4 v(MELH)_{it} + \beta_5 v(COMP)_{it} + \beta_6 v(DESC)_{it} + \beta_7 v(PROD)_{it} + \beta_8 v(VEND)_{it} + \varepsilon_t \quad (17)$$

Em que:

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

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

$v(REV)_{it}$ = revisões de estimativas das reservas de 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 ;

$\beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \beta_5, \beta_6, \beta_7$ e β_8 = coeficientes estimados da regressão e

ε_t = termo de erro da regressão.

Vale ressaltar que esse procedimento, de decompor o vetor “outras informações” em outros vetores referentes a todas as possíveis conciliações propostas pela SFAS nº 69, foi o mote central do trabalho de Alciatore (1993).

Por fim, os últimos dois modelos, a seguir, consideram a possibilidade de divulgação de todas as informações sobre reservas. Assim:

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(CC)_{it} + \beta_4 v(FCD)_{it} + \beta_5 v(RPO\&G)_{it} \quad (18)$$

e

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(CC)_{it} + \beta_4 v(FCD)_{it} + \beta_5 v(REV)_{it} + \beta_6 v(MELH)_{it} + \beta_7 v(COMP)_{it} + \beta_8 v(DESC)_{it} + \beta_9 v(PROD)_{it} + \beta_{10} v(VEND)_{it} + \varepsilon_t \quad (19)$$

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. No entanto, utilizados de forma individual, os métodos não apresentaram conteúdo informacional.

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; SOMMERS, 2003). Lima (2010) esclarece que as diferenças de escala entre as variáveis podem resultar em problemas de heterocedasticidade nas regressões, tornando os coeficientes enviesados.

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.

Batistela (2011) complementa que outra opção para lidar com o problema é a inclusão de uma variável de escala como independente. Estatisticamente essa variável seria uma variável de controle. No entanto, o autor cita Brown, Lo e Lys (1999) para esclarecer que esse procedimento é inapropriado quando o objetivo da pesquisa é identificar o poder de

explicação das variáveis subjacentes e não o poder de explicação da escala. Assim, o autor converge para a ideia de que deflacionar com uma *proxy* para escala é o procedimento que reflete melhor o poder de explicação das variáveis subjacentes.

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. É essa atividade que registra os maiores valores de ativos e os maiores ganhos (lucros) em uma empresa integrada.

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. Em outras palavras, para cada ano todas as variáveis expressas em valores monetários (patrimônio líquido, lucro líquido, custos capitalizados e fluxo de caixa descontado) de cada empresa foram divididas pelos seus respectivos Ativos Totais de E&P.

Uma vez apresentadas as variáveis levantadas, a seção, a seguir, caracteriza-as individualmente, bem como relata os procedimentos adotados para a utilização nos modelos.

4.3 CARACTERIZAÇÃO E LEVANTAMENTO DAS VARIÁVEIS

4.3.1 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, pois como já mencionado, modelos de preços focam os atributos relevância e confiabilidade. 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.

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. Os relatórios foram obtidos por meio da *internet*, utilizando o *site* da NYSE.

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 assemelha-se 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 4 meses após o final do exercício social analisado.

4.3.2 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 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 formulários de cada empresa, por meio da *internet*, utilizando o *site* da NYSE. Essa informação também se encontra na seção de informações suplementares e na seção em que as empresas divulgam suas informações por segmento (conforme IFRS nº 8 – *Operating Segments* e SFAS nº 131 – *Disclosures about segments of an enterprise and related information*).

- **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*)¹⁶, para os volumes de gás. Essas informações, assim como os Custos Capitalizados e o Fluxo de Caixa, pertencem ao conjunto de informações suplementares exigidas 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 gás¹⁷. 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, Osmundsen e Asche (2005).

O Quadro 8, a seguir, sumariza as características e os tratamentos estatísticos feitos nas variáveis utilizadas.

¹⁶ Um pé cúbico é definido como o volume de um cubo com lados de um pé de comprimento. Pé (ou pés no plural; símbolo: ft) é uma unidade de medida de comprimento. Um pé corresponde a doze polegadas ou 30,48 centímetros. Esse sistema de medida é muito utilizado no Reino Unido, nos Estados Unidos e com menor frequência no Canadá. É comum, também, a sua utilização na aviação. O nome “pé” é uma alusão ao tamanho médio dos pés masculinos adultos (NEIVA, 1986).

¹⁷ Definição do *site* da PETROBRAS

http://www2.petrobras.com.br/ri/port/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/ManualProcedimentos_ConversaoUnidades.asp

VARIÁVEL	SIGLA	DESCRIÇÃO	UNIDADE	FONTE	TRATAMENTO ESTATÍSTICO
Preço da Ação	P_{it}	Preço médio de fechamento das ações da empresa i , referente aos meses de novembro, dezembro, janeiro e fevereiro do ano t .	Dólares Americanos (US\$).	Relatório Anual (<i>Annual Report</i>) arquivado na SEC.	Transformação do valor obtido em logaritmo neperiano ou natural (ln).
Patrimônio Líquido	Y_{it}	Patrimônio Líquido da empresa i referente ao final do ano t .		Relatório Anual (<i>Annual Report</i>) arquivado na SEC – Balanço Patrimonial (<i>Balance Sheet</i>).	Dividido pelo Ativo Total de E&P da respectiva empresa e ano, para controle do “efeito escala”.
Lucro Líquido	X_{it}	Lucro Líquido da empresa i apurado no final do ano t .		Relatório Anual (<i>Annual Report</i>) arquivado na SEC – Demonstração do Resultado do Exercício (<i>Income Statement</i>)	
Custos Capitalizados	CC_{it}	Custos Capitalizados nas atividades de produção de petróleo e/ou gás da empresa i referente ao final do ano t .		Relatório Anual (<i>Annual Report</i>) arquivado na SEC – <i>Supplementary information on oil and natural gas (unaudited)</i>	
Fluxo de Caixa Descontado	FCD_{it}	Fluxo de Caixa Futuro considerando o volume de reservas provadas de petróleo e/ou gás da empresa i no final do ano t . Descontado por uma taxa de 10% aa.			
Reservas Provadas Totais	$RPO\&G_{it}$	Volume total de reservas provadas (de acordo com as definições da SEC) de petróleo e/ou gás da empresa i apurados no final do ano t .	Barril de Óleo Equivalente (BOE)		Valores levantados em barris (petróleo) e em pés cúbicos (gás). Pés Cúbicos transformados em Barris de Óleo Equivalente (BOE) e somados às suas respectivas variáveis equivalentes de óleo. Valor final (soma) transformado em logaritmo neperiano ou natural (ln).

Continua

Continuação e Conclusão

VARIÁVEL	SIGLA	DESCRIÇÃO	UNIDADE	FONTE	TRATAMENTO ESTATÍSTICO
Revisões	REV _{it}	Revisões nas estimativas iniciais das reservas provadas de petróleo e/ou gás da empresa <i>i</i> durante o período <i>t</i> .	Barril de Óleo Equivalente (BOE)	Relatório Annual (<i>Annual Report</i>) arquivado na SEC – <i>Supplementary information on oil and natural gas (unaudited)</i>	Valores levantados em barris (petróleo) e em pés cúbicos (gás). Pés Cúbicos transformados em Barris de Óleo Equivalente (BOE) e somados às suas respectivas variáveis equivalentes de óleo. Valor final (soma) transformado em logaritmo neperiano ou natural (ln).
Melhoria de Recuperação	MELH _{it}	Alterações nas estimativas de reserva, resultante da aplicação de uma técnica melhor de recuperação das reservas provadas de petróleo e/ou gás da empresa <i>i</i> durante o período <i>t</i> .			
Compras	COMP _{it}	Volume de reservas de petróleo e/ou gás comprados pela empresa <i>i</i> durante o ano <i>t</i> .			
Descobertas	DESC _{it}	Volume de reservas de petróleo e/ou gás descobertos pela empresa <i>i</i> durante o ano <i>t</i> .			
Produção	PROD _{it}	Volume produzido de petróleo e/ou gás pela empresa <i>i</i> durante o ano <i>t</i> .			
Vendas	VEND _{it}	Volume vendido de petróleo e/ou gás pela empresa <i>i</i> durante o ano <i>t</i> .			

Quadro 8 – Resumo das Características das Variáveis e Tratamentos Estatísticos

4.5 HIPÓTESES DA PESQUISA

O Quadro 9 apresenta as hipóteses levantadas sobre o comportamento de cada variável, bem como os respectivos modelos de testes e outros trabalhos que testaram as mesmas variáveis, levantaram as mesmas hipóteses e que, por isso, serviram de base literária.

Um ponto importante a ser observado quando a equação é estabelecida diz respeito à interpretação de seus coeficientes. Nesse sentido, Beaver (2002) argumenta que na maioria das pesquisas contábeis sobre *value relevance*, as hipóteses baseiam-se na predição, intuitiva, dos sinais dos coeficientes estimados pelas regressões. Raramente consegue-se prever a magnitude de um coeficiente.

Assim, as hipóteses deste trabalho são expectativas de sinais dos coeficientes de cada variável estimados pelas regressões. Com isso, 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 diminuir 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 aplica-se aos investimentos feitos (custos capitalizado), dos quais se espera coeficientes positivos.

Com relação às variáveis contábeis, patrimônio e lucro líquido, esperam-se coeficientes positivos.

VARIÁVEL	SIGLA	TIPO DE VARIÁVEL	MODELO DE TESTE	SINAL ESPERADO DO COEFICIENTE	TRABALHOS BASES
Preço da Ação	P_{it}	Dependente	-x-	-x-	-x-
Patrimônio Líquido	Y_{it}	Independentes	Todos	+	Clinch e Magliolo (1992), Doran, Collins e Dhaliwal (1988), Harris e Ohlson (1987), Berry, Hasan e O'Bryan (1997), Quirin, Berry e Bryan (2000) e Teall (1992).
Lucro Líquido	X_{it}				
Custos Capitalizados	CC_{it}		$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(CC)_{it} + \varepsilon_t$	+	Harris e Ohlson (1987) e Teall (1992).
Fluxo de Caixa Descontado	FCD_{it}		$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(FCD)_{it} + \varepsilon_t$	+	Boone (1998).
Reservas Provasdas Totais	$RPO\&G_{it}$		$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(RPO\&G)_{it} + \varepsilon_t$	+	Bell (1983), Quirin, Berry e Bryan (2000), Doran, Collins e Dhaliwal (1988), Berry, Hasan e O'Bryan (1997) e Ribeiro, Menezes Neto e Bone (2011).
Revisões	REV_{it}		$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(REV)_{it} + \beta_4 v(MELH)_{it} + \beta_5 v(COMP)_{it} + \beta_6 v(DESC)_{it} + \beta_7 v(PROD)_{it} + \beta_8 v(VEND)_{it} + \varepsilon_t$	+ se revisões positivas - se revisões positivas	Alciatore (1993) e Spear (1994).
Melhoria de Recuperação	$MELH_{it}$			+	

Continua.

Continuação e Conclusão

VARIÁVEL	SIGLA	TIPO DE VARIÁVEL	MODELO DE TESTE	SINAL ESPERADO DO COEFICIENTE	TRABALHOS BASES
Compras	COMP _{it}	Independentes	$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(REV)_{it} + \beta_4 v(MELH)_{it} + \beta_5 v(COMP)_{it} + \beta_6 v(DESC)_{it} + \beta_7 v(PROD)_{it} + \beta_8 v(VEND)_{it} + \varepsilon_t$	+	Alciatore (1993) e Spear (1994).
Descobertas	DESC _{it}				
Produção	PROD _{it}			—	
Vendas	VEND _{it}				
Todas Juntas	-x-	-x-	$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(CC)_{it} + \beta_4 v(FCD)_{it} + \beta_5 v(RPO\&G)_{it} + \varepsilon_t$ <p>e</p> $P_{it} = \beta_0 + \beta_1 y_{it} + \beta_2 x_{it} + \beta_3 v(CC)_{it} + \beta_4 v(FCD)_{it} + \beta_5 v(REV)_{it} + \beta_6 v(MELH)_{it} + \beta_7 v(COMP)_{it} + \beta_8 v(DESC)_{it} + \beta_9 v(PROD)_{it} + \beta_{10} v(VEND)_{it} + \varepsilon_t$	-x-	Alciatore (1993).

Quadro 9 – Hipóteses da Pesquisa e Modelos Testados

4.6 TÉCNICAS E ANÁLISES ESTATÍSTICAS

Considerando que o objetivo deste trabalho traduz-se em identificar a relevância de diversas informações, que se traduzem em diversas variáveis, em diferentes empresas e durante diversos anos, utiliza-se para análise estatística a abordagem de Dados em Painel (*Panel Data*), 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.

Lima (2007) esclarece que a regressão com dados em painel faz um *mix* entre séries temporais e *cross-section* ou dados em corte transversal. Esse autor levanta, também, o questionamento de qual a verdadeira importância de se utilizar a abordagem de dados em painel. Conclui dizendo que essa resposta se torna simples a partir de Gujarati (2006) e Pindyck e Rubinfeld (2002), que denotaram as seguintes características para a técnica de Dados em Painel:

- a. fornece maior número de dados (observações), aumentando, assim, o número de graus de liberdade, reduzindo a correlação entre as variáveis independentes e ampliando a eficiência das estimativas econométricas;
- b. permite analisar questões econômicas importantes que não poderiam ser estudadas por meio de metodologia de corte no tempo (*cross-sectional*) ou de séries temporais (*time series*) e
- c. minimiza um problema econométrico muito comum nos estudos de corte no tempo (*cross-sectional*) ou de séries temporais (*time series*), que corresponde ao fato de certos efeitos serem devidos a variáveis omitidas que são correlacionadas com as variáveis independentes. Mediante utilização da informação em ambas as dinâmicas, pode-se obter melhor controle dos efeitos das variáveis omitidas.

Duarte, Lamounier e Takamatsu (2007), Fonseca *et al* (2009), Lima (2007) e Zani (2005) aplicaram a técnica de análise de Dados em Painel em seus trabalhos e aprofundaram a discussão sobre o uso dessa ferramenta em pesquisas aplicadas à contabilidade e finanças. Juntos, os trabalhos reúnem um conjunto de referências e de resultados úteis sobre a

metodologia. Essas referências e as especificações de Gujarati (2006) são unânimes em evidenciar que o modelo geral de dados em painel pode ser expresso da seguinte forma:

$$y_{it} = \beta_{0it} + \beta_{1it}x_{1it} + \dots + \beta_{nit}x_{kit} + \varepsilon_{it} \quad (20)$$

Em que:

y = variável dependente;

β = parâmetro desconhecido a ser estimado pela regressão;

x = variável independente;

i = diferentes indivíduos;

t = diferentes períodos;

k = diferentes variáveis e

ε_{it} = termo de erro para a empresa i no tempo t .

Assim, as variáveis são expressas da seguinte forma: y_{it} = variável dependente da empresa i no tempo t ; β_1x_1 = parâmetro desconhecido a ser estimado pela regressão referente à variável independente 1 para a empresa i no tempo t ; β_nx_n = parâmetro desconhecido a ser estimado pela regressão referente à variável independente “n” para a empresa i no tempo t ; e_{it} = termo de erro para a empresa i no tempo t .

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*).

Fonseca *et al* (2009) esclarece que na primeira abordagem, Modelo *Pooled*, o intercepto é o mesmo para todas as empresas da amostra. Assim, não é considerado o efeito do tempo e nem o efeito individual de cada empresa. Para Lima (2007), nessa abordagem tanto o intercepto quanto a inclinação da reta de regressão servem para todas as empresas, durante todo o período de tempo. Tem-se uma regressão da forma mais convencional possível. O método dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) fornece estimativas consistentes e eficientes para os parâmetros dessa abordagem.

De acordo com essa primeira abordagem, o modelo geral se apresenta na forma da seguinte equação:

$$y = \beta_0 + \beta_1x_1 + \dots + \beta_nx_k + \varepsilon_{it} \quad (21)$$

O Modelo de Efeitos Fixos baseia-se na premissa de que os parâmetros da regressão podem variar de empresa para empresa. Assim, Lima (2007) complementa que a abordagem dos efeitos fixos leva em conta as especificidades de cada indivíduo (empresa). Embora o parâmetro possa diferir entre indivíduos, cada parâmetro individual não se altera ao longo do tempo, ou seja, é invariante no tempo. O modelo é estimado usando MQO.

Duarte, Lamounier e Takamatsu (2007) esclarecem que o modelo de efeitos fixos pretende controlar os efeitos das variáveis omitidas que variam entre indivíduos e permanecem constantes ao longo do tempo.

As suposições do modelo são que $\beta_{0it} = \beta_{0i}$ e $\beta_{1it} = \beta_1 \dots \beta_{kit} = \beta_{ki}$. Assim, o modelo de efeitos fixos é expresso pela seguinte equação:

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_{1it} + \dots + \beta_n x_{kit} + \varepsilon_{it} \quad (22)$$

Por último, tem-se o Modelo de Efeitos Aleatórios, que leva em consideração que tanto o comportamento entre indivíduos quanto ao longo do tempo não podem ser observados e nem medidos, sendo que em grandes amostras esse desconhecimento pode ser representado por meio de uma variável aleatória normal e não correlacionada com os regressores da equação, ou seja, um erro. O método que oferece os melhores estimadores para esse modelo é o de Mínimos Quadrados Generalizados (MQG).

Para Duarte, Lamounier e Takamatsu (2007, p. 8 e 9):

O modelo de efeitos aleatórios possui as mesmas suposições do modelo de efeitos fixos, isto é, o intercepto varia de um indivíduo para o outro, mas não ao longo do tempo. A diferença entre os dois modelos refere-se ao tratamento do intercepto. O modelo de efeitos fixos trata os interceptos como parâmetros fixos. Já o modelo de efeitos variáveis trata os interceptos como variáveis aleatórias. Isto é, este modelo considera que os indivíduos sobre os quais dispõe-se de dados são amostras aleatórias de uma população maior de indivíduos.

Pindyck e Rubinfeld (2004), afirmam que é assumido comumente, nas análises de regressão, que todos os fatores que afetam a variável dependente, mas que não tenham sido incluídos como regressores, podem ser resumidos em um termo perturbação do modelo. O modelo de efeitos aleatórios faz isso.

O modelo geral dos Efeitos Aleatórios é representado pela seguinte equação:

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_{1it} + \dots + \beta_n x_{kit} + \varepsilon_{it} \quad (23)$$

e

$$\varepsilon_{it} = \mu_{it} + v_{it} + w_{it} \quad (24)$$

Em que:

μ_{it} = componentes de erro pelos dados em corte transversal;

v_{it} = componente de erro pelos dados em séries temporais;

w_{it} = componente de erro combinado.

Assim, de forma resumida, as três abordagens de Dados em Paineis são:

- a) Modelo *Pooled*: intercepto comum para todas as empresas.
- b) Modelo de Efeitos Fixos (*Fixed-Effects Model*): interceptos diferentes entre empresas, mas constantes ao longo dos anos.
- c) Modelo de Efeitos Aleatórios (*Random Effects*): trata os interceptos como variáveis aleatórias.

Tendo em vista as diferenças entre as abordagens de Dados em Paineis, a questão a responder é qual a melhor a ser utilizada. A resposta para essa questão depende de qual modelo se adequa melhor aos dados do estudo. Alguns testes são utilizados para isso. Fonseca *et al* (2009) apresentam os seguintes: (1) Teste de Chow, um teste F, que compara a regressão *Pooled* com o Modelo de Efeitos Fixos; (2) Breusch-Pagan, que compara a regressão *Pooled* com o Modelo de Efeitos Aleatórios e (3) Teste de Hausman que verifica qual modelo, Fixo ou Aleatório, é o mais adequado. As características desses testes (hipóteses testadas, estatísticas dos testes, etc.) são descritas a seguir:

(1) Teste de Chow: esse teste auxilia na determinação de qual modelo utilizar: o modelo *pooling* ou modelo de efeitos fixos. Lima (2007) esclarece que o Teste de Chow é um teste *F* utilizado para determinar se uma função de regressão múltipla difere entre dois grupos. O teste também pode ser utilizado para verificar qual modelo utilizar entre o modelo *pooling* e o modelo de efeito aleatório. As hipóteses testadas são:

H_0 : O intercepto é igual para todas as *cross-sections* (*pooling*).

H_1 : O intercepto é diferente para todas as *cross-sections* (efeito fixo).

O teste de Chow é dado pela seguinte fórmula:

$$F = \frac{(R_{EF}^2 - R_{EC}^2)/N - 1}{(1 - R_{EF}^2)/NT - N - K} \quad (25)$$

Em que:

R^2_{EF} = R^2 ajustado do efeito fixo;

R^2_{EC} = R^2 ajustado do efeito *pooling*;

N = o tamanho da amostra;

NT = quantidade de amostras; e

K = número de parâmetros estudados.

O critério de seleção é: Se $F_{stat} > F(N-1, NT-N-k)$ rejeita-se a hipótese H_0 . O modelo com efeitos fixos é, nesse caso, mais adequado. Caso contrário, o modelo *pooled* deve ser o aplicado.

(2) Breusch-Pagan: Compara a regressão *Pooled* com o Modelo de Efeitos Aleatórios ao verificar a adequação dos parâmetros da regressão para o efeito aleatório. O teste Breusch-Pagan testa o modelo dos efeitos aleatórios baseado nos resíduos do modelo estimado por mínimos quadrados ordinários sob a hipótese nula de que a variância dos resíduos é igual a zero. As hipóteses testadas são:

H_0 : A variância dos resíduos é igual a zero (*pooling*).

H_1 : A variância dos resíduos é diferente de zero (efeito aleatório).

Se a hipótese nula for aceita, o modelo *pooling* é preferível ao modelo de efeitos aleatórios. Caso contrário, deve-se assumir que o modelo de efeitos aleatórios é melhor para os dados que estão sendo tratados.

O teste de Breusch-Pagan é dado pela seguinte fórmula:

$$LM = \frac{nT}{2(T-1)} \left[\frac{\sum_{t=1}^n [\sum_{t=1}^T e_{it}]^2}{\sum_{t=1}^n \sum_{t=1}^T e_{it}^2} - 1 \right]^2 \quad (26)$$

O critério de seleção é: se $LM > X^2$ rejeita-se o modelo a hipótese H_0 (*pooled*) a favor do modelo com efeitos aleatórios.

(3) Teste de Hausman: é utilizado para decidir qual dos modelos é o mais apropriado, o modelo de efeitos aleatórios ou o modelo de efeitos fixos. O teste checka se existe correlação entre α_i e as variáveis explicativas x_{it} . Assim, as hipóteses testadas são:

$H_0 = \alpha_i$ não são correlacionadas com as variáveis explicativas x_{it} (efeitos aleatórios)

$H_1 = \alpha_i$ são correlacionadas com as variáveis explicativas x_{it} (efeitos fixos)

Caso a hipótese nula seja aceita, não há evidências que α_i seja correlacionado com as variáveis explicativas. Sendo assim, o modelo de efeitos aleatórios deve ser utilizado. Por outro lado, se a hipótese alternativa for aceita, deve-se utilizar o modelo de efeitos fixos.

O teste de Hausman, ou teste W , é feito pela seguinte equação:

$$W = \frac{(b_i - \beta_i)^2}{[VAR(b_i) - VAR(\beta_i)]} \sim X^2 \quad (27)$$

Em que:

b_i = estimador da i -ésima variável por efeitos fixos;

β_i = estimador da i -ésima variável por efeitos aleatórios;

$VAR(b_i)$ = estatística do coeficiente do efeito fixo

$VAR(\beta_i)$ = estatística do coeficiente do efeito aleatório.

Se $W > X^2$ deve-se rejeitar o modelo com efeitos aleatórios. O modelo com efeitos fixos é, nesse caso, o mais apropriado.

O Quadro 10 resume os testes apropriados que serão feitos nos dados da amostra deste trabalho e as consequentes decisões quando se utiliza o modelo de painel de dados.

TIPO DO TESTE	RESULTADO DO TESTE	
	Significativo	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.

Quadro 10 – Regra para Escolha da Abordagem de Dados em Painel

Fonte: Prates e Serra (2009)

Por fim, também foram levados em consideração os pressupostos gerais requeridos para análise de uma regressão. Corrar, Paulo e Dias Filho (2007) esclarecem que a avaliação de uma boa ou má regressão está sempre atrelada à situação dos seus resíduos. Assim, os pressupostos estabelecidos por esses autores focam os valores dos resíduos gerados e

objetivam, de forma geral, evitar vieses nas estimativas. São eles: (1) normalidade dos resíduos, (2) homoscedasticidade dos resíduos, (3) ausência de autocorrelação serial nos resíduos e (4) multicolinearidade. Esses pressupostos são checados por meio de testes de hipóteses, considerando os resíduos gerados pelos modelos *pooled*, com Mínimos Quadrados Ordinários (MQO), visto que as outras duas abordagens (fixo e aleatório) são derivadas dessa. A seguir, são descritos cada um dos pressupostos e os testes feitos pelo *software Gretl* para suas respectivas checagens.

(1) Normalidade dos Resíduos: O conjunto de resíduos produzidos em todo intervalo das observações deve apresentar distribuição normal, indicando, assim, que os casos amostrados se dispõem normalmente em toda a extensão da população. A avaliação desse pressuposto é feita, neste trabalho, por meio de um teste de aderência qui-quadrado, com hipótese nula de distribuição normal dos resíduos.

(2) Homoscedasticidade dos Resíduos: O pressuposto da homoscedasticidade determina que a variância dos resíduos deve manter-se constante em todo o espectro das variáveis independentes. O teste para checagem de tal pressuposto é o Teste White, sob a hipótese nula de variância constante dos resíduos. Corrar, Paulo e Dias Filho (2007) esclarecem que a presença de variâncias não homogêneas é conhecida como heteroscedasticidade.

(3) Ausência de Autocorrelação Serial nos Resíduos: A análise por modelos de regressão pressupõe que a correlação entre os resíduos, ao longo do tempo de estudos das variáveis independentes, seja zero. O objetivo é verificar se os resíduos são independentes entre si e se não existe autocorrelação residual. A avaliação de independência dos erros objetiva que não haja causalidade entre os resíduos e as variáveis independentes. O teste feito é o de *Durbin-Watson*, que tem como hipótese nula de ausência de autocorrelação serial nos resíduos.

(4) Multicolinearidade: O pressuposto da multicolinearidade leva em consideração a correlação existente entre as diversas variáveis independentes. Duas ou mais variáveis independentes altamente correlacionadas levam a dificuldade na separação dos efeitos de cada uma delas sozinha sobre a variável dependente. Do ponto de vista técnico, isso tende a distorcer os coeficientes angulares estimados, prejudicando a capacidade preditiva do modelo e a compreensão real dos efeitos das variáveis independentes. Corrar, Paulo e Dias Filho (2007) alertam que sempre existirá correlação entre variáveis independentes, devendo-se

buscar as que a apresentem em menor grau para minimizar dificuldades na interpretação dos resultados. O diagnóstico de multicolinearidade foi feito pelo teste FIV (fator de inflação da variância). A regra para os resultados do teste VIF é: até 1, sem multicolinearidade – de 1 até 10, com multicolinearidade aceitável – acima de 10, com multicolinearidade problemática.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 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*) é 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. Uma breve caracterização dos relatórios é apresentada a seguir:

- **Relatório 10-K (*Form 10-K*):** Relatório apresentado anualmente à SEC por empresas norte-americanas com ações publicamente negociadas. Inclui informações como o histórico da empresa, sua estrutura organizacional, os pagamentos feitos a executivos, a identificação de suas filiais e as demonstrações financeiras auditadas, fornecendo uma visão geral da empresa.
- **Relatório 20-F (*Form 20-F*):** Relatório exigido pela SEC para empresas de títulos privados estrangeiros. Fornece informações financeiras e não financeiras e pode ser utilizado como relatório anual. Comparável ao Relatório 10-K exigido de empresas norte-americanas.
- **Relatório 40-F (*Form 40-F*):** Relatório exigido pela SEC de empresas de títulos privados sob as leis do Canadá ou de toda a província canadense. Fornece informações financeiras e não financeiras e pode ser utilizado como relatório anual. Comparável ao Relatório 10-K exigido de empresas norte-americanas.

Com relação à consolidação das demonstrações financeiras, considerando o ano de 2012, das 15 empresas 9 consolidaram suas demonstrações em IFRS e 6 em US GAAP¹⁸.

Depreende-se, portanto, que a maioria das empresas da amostra é de títulos privados estrangeiros e preferem o modelo contábil proposto pelo IASB para consolidação de suas demonstrações financeiras. O quadro 11, a seguir, ilustra essas informações.

	Empresa	Sigla	País Sede	Relatório	Modelo Contábil
1	BP	BP	Reino Unido	20-F	IFRS
2	Chevron	CVX	EUA	10-K	US GAAP
3	China Petroleum	SNP	China	20-F	IFRS
4	ConocoPhillips	COP	EUA	10-K	US GAAP
5	ENI	E	Itália	20-F	IFRS
6	Exxon Mobil	XOM	EUA	10-K	US GAAP
7	Hess Corporation	HES	EUA	10-K	US GAAP
8	Marathon Oil	MRO	EUA	10-K	US GAAP
9	Murphy Oil	MUR	EUA	10-K	US GAAP
10	Petrobras	PBR	Brasil	20-F	IFRS
11	PetroChina	PTR	China	20-F	IFRS
12	StatoilHydro	STO	Noruega	20-F	IFRS
13	Suncor Energy	SU	Canadá	40-F	IFRS
14	TOTAL	TOT	França	20-F	IFRS
15	YPF	YPF	Argentina	20-F	IFRS

Quadro 11 – Caracterização da Amostra Final

Fonte – Elaborado pelo autor

Com relação à escolha do modelo contábil (US GAAP ou IFRS) para consolidação das demonstrações financeiras, vale citar os achados de Domingues e Godoy (2012). Com o objetivo de analisar como as variações no preço do petróleo e nas reservas provadas se relacionaram com as despesas de *impairment* atribuídas às atividades de E&P de petrolíferas integradas listadas na NYSE e considerando os relatórios financeiros dos anos de 2002 a 2008, os autores identificaram que 76 (67%) relatórios estavam consolidados em US GAAP e 38 (32%) em IFRS. Depreende-se, portanto, que, na ocasião, a maioria das empresas da amostra era de títulos privados estrangeiros, mas preferiu as normas norte-americanas para a consolidação de suas demonstrações financeiras.

A divergência dos dados, que denota a atual preferência das petrolíferas listadas na NYSE pelas normas internacionais de contabilidade (IFRS) para consolidação de suas demonstrações financeiras justifica-se, em parte, pelo notável esforço do IASB para difundir

¹⁸ Expressão *Generally Accounting Accepted Principles in United States* (US GAAP), que significa princípios contábeis amplamente aceitos nos Estados Unidos.

suas normas pelo mundo e pela ampla aceitação desse modelo contábil pelos principais mercados financeiros. Silva (2013, p. 36) cita alguns resultados desse esforço:

- i. Mais de 120 países já adotam as IFRS;
- ii. Todas as empresas dos países membros da União Europeia foram obrigadas a divulgar as demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as IFRS a partir de 2005;
- iii. Alguns países estão substituindo gradualmente o GAAP nacional pelas IFRS;
- iv. Outros países adotaram uma política de revisão das IFRS para, em seguida, adotá-las na íntegra ou com pequenas modificações;
- v. A IOSCO recomendou aos seus membros a aceitação de emissores estrangeiros que divulgam suas demonstrações contábeis em IFRS.

Especificamente nos EUA, as normas internacionais são permitidas para os emissores estrangeiros desde 2007. Vale ressaltar que os países que ainda não adotaram as normas internacionais possuem projetos de convergência, que poderão conduzir o país à aceitação das IFRS (SILVA, 2013).

A seguir, constam da tabela 6 as estatísticas descritivas (valores mínimos e máximos, média, desvio padrão e coeficiente de variação¹⁹) das variáveis levantadas nesta pesquisa, considerando as 15 empresas da amostra ao longo dos 12 anos pesquisados, totalizando 180 observações.

Tabela 6 – Estatísticas Descritivas das Variáveis

Variável	N	Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão	CV (%)
Y	180	6,62	165,69	59,29	30,49	51
PL	180	1.498.163.000,00	189.486.623.979,00	50.827.579.469,57	45.034.958.385,81	89
LL	180	-16.279.000.000,00	45.220.000.000,00	9.175.403.581,33	9.681.044.728,51	106
CC	180	655.000.000,00	171.152.000.000,00	38.986.104.739,96	35.049.496.687,34	90
FCD	180	440.000.000,00	269.314.428.771,00	58.348.727.050,71	59.512.701.232,30	102
RPO&G	180	82.333.333,00	22.281.500.000,00	7.650.763.271,60	6.308.658.758,21	82
REV	180	-880.883.333,00	2.183.666.667,00	158.027.974,70	361.278.708,65	229
MELH	180	0,00	63.406.666.667,00	429.902.222,24	4.722.539.888,55	1099
DESC	180	2.750.000,00	2.113.166.667,00	386.891.553,70	463.347.156,37	120
PROD	180	8.500.000,00	1.462.000.000,00	580.801.388,87	428.561.921,94	74
COMP	180	0,00	2.888.166.667,00	112.311.032,42	317.893.582,65	283
VEND	180	0,00	1.178.666.667,00	72.592.626,88	157.588.108,13	217
AE&P	180	2.151.000.000,00	226.994.000.000,00	53.959.697.845,65	46.879.142.413,80	87

Fonte – Elaborada pelo autor

* PL, LL, CC, FCD e A&P em dólar e RPO&G, REV, MELH, DESC, PROD, COMP e VEND em BOE.

¹⁹ O coeficiente de variação é uma medida de dispersão relativa que representa o desvio-padrão expresso como porcentagem da média. Sua principal qualidade é a capacidade de comparação de distribuições diferentes. É obtido pela razão entre o desvio-padrão e a média.

Ao serem realizados os tratamentos estatísticos conforme propostos no Quadro 8, encontram-se novas estatísticas descritivas para as variáveis, demonstradas na Tabela 7, a seguir.

Tabela 7 – Estatísticas Descritivas das Variáveis Tratadas

Variável	N	Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão	CV (%)
Y	180	1,89	5,11	3,93	0,59	15
PL	180	0,29	2,89	0,94	0,38	40
LL	180	-0,17	0,45	0,17	0,11	64
CC	180	0,04	1,24	0,73	0,24	32
FCD	180	0,03	3,69	1,10	0,70	64
RPO&G	180	18,23	23,83	22,19	1,30	6
REV	180	-20,60	21,50	9,30	15,78	170
MELH	180	0,00	24,87	12,25	8,28	68
DESC	180	14,83	21,47	18,96	1,49	8
PROD	180	15,96	21,10	19,69	1,24	6
COMP	180	0,00	21,78	10,24	8,67	85
VEND	180	0,00	20,89	11,45	8,28	72

Fonte – Elaborada pelo autor

A partir dos dados apresentados nas tabelas, percebe-se que com os tratamentos estatísticos realizados, as variáveis apresentaram menor dispersão relativa, conforme evidenciado pela diminuição nos valores dos coeficientes de variação.

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 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 LUKOIL²⁰ e (iii) de *impairment* de ativos dos segmentos de E&P e de Refino & *Marketing* no valor de \$ 4,5 bilhões de dólares. Isso já havia sido observado em Domingues (2010).

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 Capitalizado 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. Vale ressaltar que os gastos incorridos pelas empresas que exploram e produzem petróleo são capitalizados ou reconhecidos como despesa de acordo com o método de contabilização que seguem (*Successful Efforts* – SE ou *Full Cost* – FC). Uma discussão sobre esse tema é apresentada na seção 2.2.2 e resumida no quadro 3. Basicamente, as empresas que compuseram a amostra desta pesquisa seguem o método SE e, portanto, os Custos Capitalizados nessas empresas dizem respeito aos gastos com a aquisição de propriedade, com exploração de poços com petróleo e os gastos com o desenvolvimento da produção.

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

²⁰ Consiste em um segmento da *ConocoPhillips* com investimentos no patrimônio líquido (ações ordinárias) da OAO LUKOIL, uma indústria internacional e integrada de petróleo e gás situada na Rússia (CONOCOPHILLIPS, 2008)

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 até aqui (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.

Na tabela 8, a seguir, estão contidos os valores médios das variáveis independentes, considerando os 12 anos de análise para cada empresa da amostra.

Tabela 8 – Médias por Empresa das Variáveis Independentes (2001 a 2012)

EMPRESA	PL	LL	CC	FCD	RPO&G	AE&P
BP	89.865.916.667	15.194.333.333	70.172.000.000	105.366.666.667	17.470.722.222	113.783.941.667
CVX	75.141.750.000	15.170.083.333	55.093.250.000	91.187.750.000	11.400.500.000	86.068.250.000
SNP	43.571.484.447	6.764.925.746	26.083.430.020	44.095.122.566	3.869.694.444	28.355.109.861
COP	54.554.666.667	6.272.333.333	48.563.750.000	50.427.083.333	7.700.222.222	78.569.319.444
E	67.620.935.123	9.630.667.744	41.119.170.450	57.937.685.046	6.716.680.556	68.303.443.493
XOM	116.638.416.667	30.896.666.667	84.901.666.667	139.352.583.333	14.584.125.000	120.463.416.667
HES	10.606.500.000	1.357.250.000	12.527.750.000	12.715.333.333	1.325.750.000	22.725.833.333
MRO	13.203.583.333	2.419.833.333	13.301.402.778	8.135.625.000	1.093.495.370	19.747.833.333
MUR	4.990.420.417	153.661.901	5.163.566.667	4.353.533.333	357.420.833	6.040.508.333
PBR	74.634.750.000	11.573.666.667	62.769.833.333	101.678.666.667	11.640.634.722	62.464.333.333
PTR	99.880.136.853	16.021.633.098	63.978.450.994	160.831.653.311	20.260.958.333	84.388.062.614
STO	26.978.613.482	5.954.248.285	42.746.906.893	29.554.451.775	4.759.166.667	39.918.326.950
SU	17.129.916.667	2.031.166.667	6.929.138.889	7.296.250.000	1.044.717.593	26.342.701.214
TOT	60.094.555.171	12.846.360.364	44.906.278.832	50.273.296.001	10.810.388.889	44.782.228.566
YPF	7.502.046.551	1.344.223.249	6.534.975.578	12.025.205.395	1.726.972.222	7.442.158.875
MÁXIMO	116.638.416.667	30.896.666.667	84.901.666.667	160.831.653.311	20.260.958.333	120.463.416.667
MÍNIMO	4.990.420.417	153.661.901	5.163.566.667	4.353.533.333	357.420.833	6.040.508.333

Fonte – Elaborada pelo autor

* PL, LL, CC, FCD e A&P em dólar e RPO&G em BOE.

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

Diante disso, foi aplicada a técnica de Análise de Conglomerados ou *Cluster* que, segundo Corrar, Paulo e Dias Filho (2007) tem o propósito de reunir objetos (no caso empresas), baseando-se nas suas características similares. Assim, os grupos resultantes dessa classificação devem exibir alto grau de homogeneidade interna e heterogeneidade externa.

A ilustração 4, a seguir, é um dendrograma e contém os resultados da aplicação da técnica de Análise de Conglomerados na amostra desta pesquisa, considerando as variáveis PL, LL, CC, FCD, RPO&G e AE&P. A medida escolhida para o agrupamento das empresas foi a Distância Euclidiana e o método de agrupamento foi o *Ward Linkage*, disponível no software SPSS®²¹. Esse método objetiva formar grupos com tamanhos semelhantes.

Ilustração 4 – Agrupamento das Empresas - PL, LL, CC, FCD, RPO&G e AE&P

²¹ Statistical Package for the Social Sciences.

De acordo com a análise do gráfico, foi considerada a aglomeração das empresas em três grupos:

- Grupo 1 – Hess, Marathon, Suncor, Murphy, YPF, China Petroleum e Statoil.
- Grupo 2– Chevron, Petrobras, Conoco, Eni e Total.
- Grupo 3 – BP, PetroChina e Exxon.

Já na tabela 9, seguem os valores médios das variáveis PL, LL, CC, FCD, RPO&G e AE&P por grupo ao longo dos 12 anos estudados e permite a identificação do grupo 1 como sendo formado pelas “pequenas” petrolíferas, o grupo 2 pelas “médias” e o 3 pelas “grandes” petrolíferas que compõem a amostra.

Tabela 9 – Médias de PL, LL, CC, FCD, RPO&G e AE&P por Grupo (2001 a 2012)

	GRUPO 1	GRUPO 2	GRUPO 3
PL	17.711.794.985,29	66.409.331.392,07	102.128.156.728,74
LL	2.860.758.454,39	11.098.622.288,20	20.704.211.032,69
CC	16.183.881.546,33	50.490.456.522,90	73.017.372.553,52
FCD	16.882.217.343,23	70.300.896.209,37	135.183.634.437,06
RPO&G	2.025.316.732,80	9.653.685.277,78	17.438.601.851,85
AE&P	21.510.353.128,49	68.037.514.967,49	106.211.806.982,56

Fonte – Elaborada pelo autor

* PL, LL, CC, FCD e A&P em dólar e RPO&G em BOE.

Na tabela 10, a seguir, estão sumarizados os valores médios das variáveis que alteram o volume de reservas das empresas, considerando os 12 anos de análise para cada empresa da amostra.

Tabela 10 – Médias por Empresa das Variáveis que Alteram as Reservas (2001 a 2012)

EMPRESA	REV	MELH	DESC	PROD	COMP	VEND
BP	279.236.111	542.500.000	752.694.444	1.327.583.333	299.305.556	351.513.889
CVX	297.486.111	117.930.556	395.791.667	891.041.667	217.555.556	99.513.889
SNP	-7.347.222	131.944.444	259.916.667	338.111.111	- x -	- x -
COP	79.430.556	62.208.333	359.527.778	612.194.444	497.444.444	175.347.222
E	268.540.917	40.027.778	343.245.528	594.333.333	160.152.778	79.694.444
XOM	542.083.333	52.750.000	634.222.222	1.207.125.000	164.000.000	121.125.000
HES	58.430.556	6.319.444	75.833.333	145.875.000	79.750.208	41.528.292
MRO	25.263.889	3.305.556	81.569.444	144.083.333	27.491.667	25.500.000
MUR	3.830.556	7.187.500	56.168.056	47.463.889	4.673.611	6.203.030
PBR	301.705.556	5.321.609.722	637.695.833	767.181.944	81.861.111	25.244.444
PTR	-43.194.444	88.180.556	1.495.319.444	1.102.861.111	5.847.222	- x -
STO	140.972.222	32.055.556	196.277.778	495.555.556	38.222.222	25.555.556
SU	143.800.926	37.694.444	6.236.111	19.250.000	458.333	83.333
TOT	284.625.000	- x -	453.972.222	793.486.111	82.027.778	83.638.889
YPF	-4.444.444	4.819.444	54.902.778	225.875.000	25.875.000	54.458.333
MÁXIMO	542.083.333	5.321.609.722	1.495.319.444	1.327.583.333	497.444.444	351.513.889
MÍNIMO	-43.194.444	- x -	6.236.111	19.250.000	- x -	- x -

Fonte – Elaborada pelo autor

* Valores em BOE.

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, divulgados 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.

Por meio da Tabela 11, a seguir, são apresentados os valores médios, os desvios-padrão e os coeficientes de variação da variável dependente, considerando cada empresa e as 12 observações ao longo dos anos analisados (2001 a 2012). Vale lembrar que a variável dependente (Y) corresponde ao preço médio de fechamento das ações de cada empresa, considerando os meses de novembro, dezembro, janeiro e fevereiro, conforme exposto no quadro 8.

Tabela 11 – Médias e Desvios-Padrão por Empresa da Variável Dependente (2001 a 2012)

EMPRESA	Y		
	MÉDIA	DESVIO-PADRÃO	COEFICIENTE DE VARIAÇÃO (%)
BP	52,32	10,71	20,47
CVX	80,37	17,56	21,85
SNP	70,70	38,78	54,85
COP	64,63	14,35	22,20
E	68,32	26,02	38,09
XOM	65,46	19,67	30,05
HES	70,58	24,73	35,04
MRO	41,46	20,42	49,25
MUR	62,67	13,80	22,02
PBR	45,67	32,50	71,16
PTR	94,35	49,52	52,49
STO	19,90	7,95	39,95
SU	42,68	25,57	59,91
TOT	73,82	24,71	33,47
YPF	36,38	14,10	38,76
MÁXIMO	94,35	49,52	71,16
MÍNIMO	19,90	7,95	20,47

Fonte – Elaborada pelo autor

* Valores em dólares.

Ao longo dos anos estudados, o maior valor da variável dependente 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.

Considerando o desvio-padrão da média calculada para cada empresa, o maior valor foi de \$ 49,52, atribuído à Petrobras e o menor foi de \$ 7,95 atribuídos à Statoil. Vale ressaltar que o valor do desvio-padrão elevado ao quadrado gera o valor da variância e de acordo com Camargos e Barbosa (2006), o fato de a variância dos preços das ações ser alto (em relação à variância dos preços de outras empresas do mesmo setor) e se referir a dados divulgados próximos à data de determinado evento (no caso, divulgação de informação) pode sinalizar que ele contém informações relevantes.

Já considerando o Coeficiente de Variação, que é o desvio-padrão ponderado pela média, a empresa com maior valor foi a Petrobras, 71,16% e a empresa com menor valor foi a BP, 20,47%.

Foram também considerados os valores médios anuais de todas as variáveis, dispostos na tabela 12 e 13.

Tabela 12 – Médias por Ano das Variáveis Independentes – Em Dólares

ANO	Y	PL	LL	CC	FCD
2001	43,10	23.494.567.977	3.653.708.115	17.270.354.449	22.034.611.358
2002	36,38	24.891.171.921	3.006.869.639	18.897.430.957	35.095.564.960
2003	50,42	28.198.921.231	5.693.237.833	21.512.561.260	37.249.940.469
2004	64,31	34.938.878.533	8.113.517.836	22.325.598.105	45.945.315.154
2005	73,20	42.267.754.470	10.386.560.980	24.414.828.342	68.590.383.842
2006	71,09	50.201.495.231	11.972.610.610	31.820.610.540	57.376.426.606
2007	85,37	54.496.471.310	12.018.849.157	37.057.180.252	92.150.814.101
2008	46,61	53.967.829.342	10.543.299.408	41.656.056.813	35.785.847.806
2009	56,11	61.364.423.829	8.337.348.006	49.305.730.895	51.521.348.663
2010	63,84	73.835.019.349	10.112.312.845	60.845.807.152	66.611.998.744
2011	61,57	79.069.948.184	14.116.742.770	67.618.894.212	94.395.990.728
2012	59,47	83.204.472.259	12.149.785.778	75.108.203.900	93.426.482.178
MÁXIMO	85,37	83.204.472.258	14.116.742.769	75.108.203.900	94.395.990.728
MÍNIMO	36,38	23.494.567.976	3.006.869.639	17.270.354.449	22.034.611.358

Fonte – Elaborada pelo autor

Tabela 13 – Médias por Ano das Variáveis Independentes– Em BOE

ANO	RPO&G	REV	MELH	DESC	PROD	COMP	VEND
2001	7.053.664.444	92.661.111	77.921.111	465.647.778	521.105.556	115.243.333	39.045.556
2002	7.402.122.222	160.962.222	84.600.000	433.365.556	542.450.000	252.671.111	55.506.667
2003	7.616.988.889	84.485.556	101.721.111	458.620.000	564.304.444	197.985.556	120.041.111
2004	7.478.723.333	-87.185.556	4.287.366.667	406.676.667	576.577.778	81.812.222	53.908.889
2005	7.557.630.000	135.598.889	62.201.111	324.512.222	586.211.111	200.704.444	53.034.444
2006	7.665.730.000	142.934.444	99.087.778	326.487.778	607.800.000	122.670.167	61.367.078
2007	7.703.762.222	238.381.111	53.570.000	363.551.111	574.614.444	106.035.556	182.968.889
2008	7.709.988.148	212.010.000	72.317.778	314.488.889	616.052.222	36.208.889	47.697.778
2009	7.869.824.815	357.258.519	61.307.778	402.791.111	630.203.333	28.330.000	59.163.333
2010	7.753.127.037	178.091.852	100.447.778	344.612.222	599.000.000	128.855.556	73.142.857
2011	7.999.948.519	218.682.963	74.481.111	401.806.422	573.717.778	41.244.444	53.700.000
2012	7.997.649.630	162.454.585	83.804.444	400.138.889	577.580.000	35.971.111	76.411.111
MÁXIMO	7.999.948.518	357.258.518	4.287.366.666	465.647.777	630.203.333	252.671.111	182.968.888
MÍNIMO	7.053.664.444	- 87.185.555	53.570.000	314.488.888	521.105.555	28.330.000	39.045.555

Fonte – Elaborada pelo autor

Diante dos dados apresentados, algumas observações podem ser feitas:

- 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.

No gráfico da ilustração 5, estão demonstradas as evoluções dos valores médios das variáveis Y, PL, LL, CC, FCD e RP&G ao longo dos 12 anos analisados (conforme tabelas 9 e 10).

Ilustração 5 – Evolução das Médias das Variáveis ao Longo dos Anos (2001 – 2012)

Fonte – Elaborada pelo autor

* Y, PL, LL, CC e FCD em bilhões dólares e RPO&G em bilhões de BOE.

Observa-se a variabilidade dos valores médios de Y e FCD, bem como seus comportamentos semelhantes nos seguintes períodos:

- 2002 a 2005: aumento constante de seus valores médios, com pico no ano de 2005,
- 2006: considerável queda em seus valores médios,
- 2007: aumento, atingindo valores máximos,
- 2008: acentuada queda,
- 2009 e 2010: nova alta dos valores, com maior amplitude para o aumento do FCD.

A ilustração 6 contém os *boxplots* das variáveis PL, LL, CC, FCD, RPO&G e AE&P e complementa a interpretação sobre o comportamento das variáveis, considerando os três grupos identificados pela Análise de *Cluster*.

Ilustração 6 – *Boxplots* por Grupo de PL, LL, CC, FCD, RPO&G e AE&P

* Variáveis tratadas conforme demonstrado no quadro 8.

Da análise dos *boxplots* apresentados depreende-se que os grupos são consideravelmente diferentes no que diz respeito à distribuição das variáveis, sobretudo quando considerados os valores de medianas.

Exceto na variável CC, as medianas são crescentes do grupo das “pequenas”, passando pelas “médias” até as “grandes” petrolíferas. Já na variável CC, os gráficos indicam que os referidos valores decrescem do grupo das pequenas para o das grandes. Importante citar, também, a existência de alguns pontos extremos (*outliers*) nas variáveis PL, LL, FCD, RPO&G e AE&P.

5.2 DADOS EM PAINEL

A seguir, são apresentados, em tabelas, os resultados das regressões considerando os modelos testados e a análise de dados em painel. Para cada modelo os resultados são considerados os resultados das três abordagens de dados em painel (*pooled*, efeitos fixos e aleatórios) e os testes para escolha daquela mais adequada ao modelo.

Os resultados apresentados nas tabelas incluem:

- Os valores dos coeficientes de cada variável incluída no modelo, bem como os respectivos “p-valor” dos testes de suas significâncias.
- Os valores de R^2 para os modelos *pooled* e efeitos fixos. Os valores de R^2 indicam quanto da variação na variável dependente é explicada pelas variações nas independentes. É uma medida que reflete o poder explicativo do modelo.
- A Estatística F do teste de significância dos valores do R^2 . É um teste F-NOVA, com hipótese nula $H_0: R^2=0$, contra hipótese alternativa $H_1: R^2>0$. Assim, para que a regressão seja significativa a hipótese nula deve ser rejeitada, ou seja, R^2 deve ser significativamente maior que zero.
- Os valores da Soma de Quadrados dos Resíduos (SQR) obtidos mediante aplicação de cada abordagem (*pooled*, fixo e aleatório). Vale ressaltar que, na abordagem de efeitos aleatórios, não é calculado o valor de R^2 . Isso se justifica pelo fato de tal abordagem utilizar o método de Mínimos Quadrados Generalizados (MQG) para calcular seus estimadores (e não Mínimos Quadrados Ordinários – MQO). Como o objetivo do MQG é o de minimizar o valor da Soma de Quadrados dos Resíduos (SQR), a comparação de adequação ou não da abordagem é feita com base nesse indicativo (SQR).
- Os Critérios de Informação de Akaike (CIA) e de Schwarz (CIS), que 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).

- As estatísticas e respectivos “p-valor” dos testes que checam os pressupostos requeridos para a análise de regressão: (1) normalidade dos resíduos, (2) homoscedasticidade dos resíduos, (3) ausência de autocorrelação serial nos resíduos e (4) multicolinearidade.
- As estatísticas e respectivos “p-valor” dos testes (Teste F de Chow, Teste Breusch-Pagan e Teste Hausman) para a escolha da melhor abordagem de dados em painel.

Na tabela 14 estão os resultados do primeiro modelo, que testa a relevância das informações contábeis e daquelas sobre reservas em valores históricos, representadas pelos valores dos Custos Capitalizado (CC) divulgados pelas empresas da amostra. Tal modelo está representado na Equação 14.

Tabela 14 – Modelo - Relevância das Informações sobre Reservas em Valores Históricos

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 PL_{it} + \beta_2 LL_{it} + \beta_3 CC_{it} + \varepsilon_t$$

Variáveis Independentes	Pooled	Efeito Fixo (Fixed-Effects Model)	Efeito Aleatório (Random Effects Model)
Constante	3,94396 (<0,00001)***	3,99907 (<0,00001)***	3,97588 (<0,00001)***
PL	0,358303 (0,01767)**	0,411001 (,00379)***	0,387602 (0,00703)***
LL	0,589972 -0,24167	-0,0533319 -0,91737	0,263682 -0,59792
CC	-0,609133 (0,00241)***	-0,606864 (0,00217)***	-0,616704 (0,00164)***
R ²	0,091548	0,277626	-x-
Estatística F	5,91205 (0,000725)	4,529537 (-6,98E-07)	-x-
Soma dos Quadrados dos Resíduos (SQR)	56,09903	44,60828	56,25292
Akaike (CIA)	308,967	289,7112	309,4601
Schwarz (CIS)	314,1454	337,6055	322,2319
Obs.	180	180	180
Normalidade dos Resíduos Teste Qui-quadrado	21,252 (0,00002)	-x-	-x-
Homoscedasticidade dos Resíduos Teste White	11,882381 (0,220022)	-x-	-x-
Autocorrelação Serial nos Resíduos Teste Durbin-Watson	1,73162 (0,216539)	-x-	-x-
Multicolinearidade Teste FIV	PL (1,796) LL (1,563) CC (1,229)	-x-	-x-
Teste F	3,86388 (-5,68E-05)	-x-	-x-
Teste Breusch-Pagan	24,3086 (-8,21E-07)	-x-	-x-
Teste Hausman	11,466 (-0,0094552)	-x-	-x-

Fonte: Estimações efetuadas no software Gretl 1.9.14.

*** significativo a 1%, ** significativo a 5% e *significativo a 10%.

Considerando as variáveis incluídas, os testes demonstraram que a abordagem indicada é a de Efeitos Fixos. De fato, ao serem considerados os critérios de informação e a SQR, essa foi a abordagem que apresentou os menores desses valores quando comparados com os das abordagens *pooled* e de efeitos aleatórios.

É possível indicar que as variáveis PL e CC foram significativas a 1%, sendo que a variável LL não apresentou significância considerável. Essas variáveis explicaram 27,76% (R^2) das variações nos preços das ações (variável dependente). O teste F demonstra que o R^2 é significativamente diferente de zero e, portanto, válido.

De acordo com Holthausen e Watts (2001), considerando o modelo apresentado, as variáveis PL e CC possuem poder de explicação incremental dos preços das ações das empresas da amostra e são, portanto, *value relevant*, pois possuem coeficientes significativamente diferentes de zero. No entanto, vale citar que apenas a variável PL apresentou sinal do coeficiente de acordo com as hipóteses apresentadas no quadro 9.

Os resultados dos testes dos pressupostos da regressão evidenciam que a hipótese nula de distribuição normal dos resíduos deve ser rejeitada devido ao baixo “p-valor”. Já as hipóteses nulas de variância constante (homoscedasticidade) e de ausência de autocorrelação serial nos resíduos não podem ser rejeitadas, devido ao alto “p-valor”. Os resultados do teste VIF evidenciam, ainda, uma multicolinearidade aceitável. Assim, o modelo apresenta restrições apenas com relação à exigência de distribuição normal dos resíduos.

Na tabela 15, são apresentados os resultados do modelo que testa a relevância das informações sobre reservas em valores futuros, representadas pelos valores de Fluxo de Caixa Líquido Futuro Descontado (FCD) referentes à quantidade de reservas provadas divulgadas pelas empresas da amostra. Tal modelo está representado na Equação 15.

Tabela 15 – Modelo - Relevância das Informações sobre Reservas em Valores Futuros

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 PL_{it} + \beta_2 LL_{it} + \beta_3 FCD_{it} + \varepsilon_t$$

Variáveis Independentes	Pooled	Efeito Fixo (Fixed-Effects Model)	Efeito Aleatório (Random Effects Model)
Constante	3,64949 (<0,00001)***	3,72718 (<0,00001)***	3,7001 (<0,00001)***
PL	0,1656 (0,27707)	0,232754 (0,11099)	0,208167 (0,15105)
LL	0,490043 (0,37591)	-0,309045 (0,57748)	-0,036078 (0,94703)
FCD	0,0427128 (0,59429)	0,0347068 (0,67743)	0,0393457 (0,62585)
R ²	0,044140	0,235965	-x-
Estatística F	2,709143 (0,046682)	3,639903 (0,000028)	-x-
Soma dos Quadrados dos Resíduos (SQR)	59,02657	47,18096	59,44899
Akaike (CIA)	318,1234	299,8039	319,4070
Schwarz (CIS)	330,8953	347,6982	332,1788
Obs.	180	180	180
Normalidade dos Resíduos Teste Qui-quadrado	25,565 (0,00000)	-x-	-x-
Homoscedasticidade dos Resíduos Teste White	28,312561 (0,000846)	-x-	-x-
Autocorrelação Serial nos Resíduos Teste Durbin-Watson	1,75459 (0,252052)	-x-	-x-
Multicolinearidade Teste FIV	PL (1,759) LL (1,795) FCD (1,683)	-x-	-x-
Teste F	3,76602 (8,00098e-005)	-x-	-x-
Teste Breusch-Pagan	21,0433 (4,49023e-006)	-x-	-x-
Teste Hausman	5,21227 (0,156897)	-x-	-x-

Fonte: Estimações efetuadas no software Gretl 1.9.14.

*** significativo a 1%, ** significativo a 5% e *significativo a 10%.

Para esse modelo, a abordagem indicada é a de Efeitos Aleatórios. No entanto, os critérios de informação e a SQR não demonstraram maior capacidade explicativa dessa abordagem.

Nenhuma variável do modelo apresentou significância considerável, o que demonstra que as informações contábeis (patrimônio líquido e lucro líquido) juntas unicamente com informações sobre reservas em valores futuros não são relevantes. Nesse sentido, o modelo contendo apenas essas variáveis não explica o comportamento do preço das ações das empresas da amostra.

A tabela 16 contém os resultados do modelo que testa a relevância das informações sobre reservas em volumes totais, representadas pela quantidade líquida de reservas provadas, no final do período, de petróleo e gás natural – todas em barril de óleo equivalente (BOE). O modelo está na Equação 16.

Tabela 16 – Modelo - Relevância das Informações sobre Reservas em Volumes Totais

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 PL_{it} + \beta_2 LL_{it} + \beta_3 RPO\&G_{it} + \varepsilon_t$$

Variáveis Independentes	<i>Pooled</i>	Efeito Fixo (Fixed-Effects Model)	Efeito Aleatório (Random Effects Model)
Constante	2,32844 (0,00360)***	1,80806 (0,01572)**	2,20324 (0,00469)***
PL	0,172083 (0,22936)	0,235203 (0,07673)*	0,188961 (0,17422)
LL	0,292464 (0,58997)	-0,82452 (0,14358)	-0,000816827 (0,99880)
RPO&G	0,0628521 (0,09139)*	0,0919534 (0,00950)***	0,0699648 (0,05456)*
R ²	0,058014	0,265800	-x-
Estatística F	3,613108 (0,014437)	4,266742 (2,08e-06)	-x-
Soma dos Quadrados dos Resíduos (SQR)	58,16983	45,33857	58,28150
Akaike (CIA)	315,4917	292,6341	315,8369
Schwarz (CIS)	328,2635	340,5284	328,6087
Obs.	180	180	180
Normalidade dos Resíduos Teste Qui-quadrado	24,655 (0,00000)	-x-	-x-
Homoscedasticidade dos Resíduos Teste White	13,806592 (0,129373)	-x-	-x-
Autocorrelação Serial nos Resíduos Teste Durbin-Watson	1,7774 (0,321924)		-x-
Multicolinearidade Teste FIV	PL (1,575) LL (1,755) RPO_G (1,258)	-x-	-x-
Teste F	4,24515 (1,48934e-005)	-x-	-x-
Teste Breusch-Pagan	25,5813 (4,24127e-007)	-x-	-x-
Teste Hausman	25,7405 (1,08081e-005)	-x-	-x-

Fonte: Estimações efetuadas no software Gretl 1.9.14.

*** significativo a 1%, ** significativo a 5% e *significativo a 10%.

Neste modelo a abordagem indicada é a de Efeitos Fixos. Foi a que apresentou o menor valor do Critério de Informação Akaike e da SQR, quando comparados com os das abordagens *pooled* e de efeitos aleatórios.

Nesse modelo, apenas as variáveis PL e RPO&G foram significativas a 10% e 1%, respectivamente. As variáveis independentes explicaram 26,58% (R²) das variações nos preços das ações (variável dependente). O teste F demonstra que o R² é significativamente diferente de zero e, portanto, válido. Os sinais dos coeficientes de ambas as variáveis atenderam as hipóteses levantadas no quadro 9.

Os resultados dos testes dos pressupostos evidenciam que a hipótese nula de distribuição normal dos resíduos deve ser rejeitada. Já as hipóteses de variância constante (homoscedasticidade) e ausência de autocorrelação serial não devem ser rejeitadas. Os valores do teste FIV indica multicolinearidade aceitável.

Assim, no modelo apresentado, as variáveis PL e RPO&G possuem relevância informacional, pois são úteis para explicar o preço das ações.

Na tabela 17, a seguir, estão sumarizados os resultados do modelo representado na Equação 17 e que testa a relevância das informações que representam alterações das quantidades de reservas provadas líquidas de óleo e gás ocorridas durante o ano.

Os testes demonstram que a abordagem de Efeitos Fixos é a indicada, sendo rejeitada a hipótese nula (efeitos aleatórios) do Teste de Hausman ao nível de significância de 5%. Ainda, a abordagem de Efeitos Fixos apresentou os menores valores para os critérios informação e SQR, quando comparados com os valores das abordagens *pooled* e de efeitos aleatórios.

As variáveis PL e DESC apresentaram significância de 1%, enquanto que PROD e COMP de 1%. O poder explicativo desse modelo (R^2), de 33,84%, foi superior aos dos outros já apresentados até, evidentemente, pela inclusão de mais variáveis.

Como nos outros modelos, o teste F demonstrou que o R^2 é significativamente diferente de zero e, portanto, válido. Os sinais dos coeficientes das variáveis significativas atenderam as hipóteses levantadas no quadro 9.

Os resultados dos testes dos pressupostos evidenciam que os resíduos apresentam problema quanto à distribuição normal e heteroscedasticidade. A hipótese nula de autocorrelação serial não deve ser rejeitada e as variáveis DESC e COMP apresentaram valores FIV elevados e, portanto, considerável autocorrelação serial, apesar de aceitável (abaixo de 10).

Tabela 17 – Modelo - Relevância das Informações sobre as Alterações das Reservas

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 PL_{it} + \beta_2 LL_{it} + \beta_3 REV_{it} + \beta_4 MELH_{it} + \beta_5 DESC_{it} + \beta_6 PROD_{it} + \beta_7 COMP_{it} + \beta_8 VEND_{it} + \varepsilon_t$$

Variáveis Independentes	Pooled	Efeito Fixo (Fixed-Effects Model)	Efeito Aleatório (Random Effects Model)
Constante	3,69153 (<0,00001)***	3,47576 (0,00001)***	3,58939 (<0,00001)***
PL	0,241395 (0,11102)	0,291 (0,03767)**	0,272731 (0,05367)*
LL	0,647348 (0,23708)	-0,130556 (0,82281)	0,179924 (0,74675)
REV	0,00133035 (0,63422)	0,000368002 (0,88957)	0,000642304 (0,80851)
MELH	0,0097552 (0,08734)*	0,00694514 (0,18953)	0,00810662 (0,12834)
DESC	0,0747227 (0,17913)	0,131617 (0,01258)**	0,11199 (0,03380)**
PROD	-0,0921417 (0,20527)	-0,132017 (0,06257)*	-0,120752 (0,08511)*
COMP	0,0145378 (0,02540)**	0,0104506 (0,08422)*	0,0120521 (0,04777)**
VEND	0,00212078 (0,75612)	0,00993807 (0,11926)	0,0072572 (0,25796)
R ²	0,127914	0,338438	-x-
Estatística F	3,135206 (0,002468)	4,307990 (1,13e-07)	-x-
Soma dos Quadrados dos Resíduos (SQR)	53,85333	40,85301	54,53050
Akaike (CIA)	311,6132	283,8821	313,8625
Schwarz (CIS)	340,3498	309,7742	342,5991
Obs.	180	180	180
Normalidade dos Resíduos Teste Qui-quadrado	15,341 (0,00047)	-x-	-x-
Homoscedasticidade dos Resíduos Teste White	81,277577, (0,000533)	-x-	-x-
Autocorrelação Serial nos Resíduos Teste Durbin-Watson	1,88659 (0,523201)	-x-	-x-
Multicolinearidade Teste FIV	PL (1,844) LL (1,868) REV (1,102) MELH (1,253) DESC (3,888) PROD (4,564) COMP (1,775) VEND (1,811)	-x-	-x-
Teste F	4,62868 (4,1061e-006)	-x-	-x-
Teste Breusch-Pagan	32,2431 (1,36036e-008)	-x-	-x-
Teste Hausman	16,0647 (0,0414634)	-x-	-x-

Fonte: Estimacões efetuadas no software Gretl 1.9.14.

*** significativo a 1%, ** significativo a 5% e *significativo a 10%.

Na tabela 18, a seguir, são apresentados os resultados do modelo representado na Equação 18, que testa conjuntamente a relevância das diferentes informações sobre as reservas provadas – informações sobre reservas em valores históricos, futuros e em volume.

Tabela 18 – Modelo - Relevância das Informações sobre Reservas

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 PL_{it} + \beta_2 LL_{it} + \beta_3 CC_{it} + \beta_4 FCD_{it} + \beta_5 RPO\&G_{it} + \varepsilon_t$$

Variáveis Independentes	Pooled	Efeito Fixo (Fixed-Effects Model)	Efeito Aleatório (Random Effects Model)
Constante	2,54022 (0,00145)***	2,26951 (0,00356)***	2,45838 (0,00152)***
PL	0,310729 (0,04394)**	0,359446 (0,01261)**	0,332136 (0,02443)**
LL	0,0788388 (0,88692)	-0,73422 (0,18980)	-0,265021 (0,62857)
CC	-0,686621 (0,00081)***	-0,678415 (0,00118)***	-0,696767 (0,00059)***
FCD	0,0733791 (0,36542)	0,0777263 (0,38486)	0,0801626 (0,33392)
RPO&G	0,0680269 (0,06691)*	0,0837363 (0,02065)**	0,0733699 (0,04152)**
R ²	0,117122	0,312335	-x-
Estatística F	4,616540 (0,000557)	4,627120 (1,31e-07)	-x-
Soma dos Quadrados dos Resíduos (SQR)	54,51978	42,46494	54,66183
Akaike (CIA)	307,8271	284,8478	308,2954
Schwarz (CIS)	326,9848	339,1281	327,4532
Obs.	180	180	180
Normalidade dos Resíduos Teste Qui-quadrado	24,742 (0,00000)	-x-	-x-
Homoscedasticidade dos Resíduos Teste White	42,779188, (0,002186)	-x-	-x-
Autocorrelação Serial nos Resíduos Teste Durbin-Watson	1,71301 (0,173772)	-x-	-x-
Multicolinearidade Teste FIV	PL (1,913) LL (1,933) CC (1,298) FCD (1,839) RPO_G (1,318)	-x-	-x-
Teste F	4,20655 (1,73662e-005)	-x-	-x-
Teste Breusch-Pagan	29,5201 (5,53406e-008)	-x-	-x-
Teste Hausman	19,8368 (0,001341)	-x-	-x-

Fonte: Estimações efetuadas no software Gretl 1.9.14.

*** significativo a 1%, ** significativo a 5% e *significativo a 10%.

Considerando no modelo os três tipos de informações sobre reservas provadas (CC – valores históricos, FCD – valores futuros e RPO&G – volume), os testes evidenciam o ajustamento à abordagem de Efeitos Fixos, justamente a que apresenta o menor valor do critério de informação Akaike e de SQR.

O poder explicativo desse modelo (R²) foi de 31,23% e as variáveis que apresentaram coeficientes significativos estatisticamente foram PL, RPO&G e CC. A variável FCD não apresentou coeficiente significante. Como nos outros modelos, o teste F demonstrou que o R² é significativamente diferente de zero e, portanto, válido. Apenas os sinais dos coeficientes

das variáveis PL e RPO&G atenderam as hipóteses levantadas no quadro 9. Novamente o sinal de CC foi negativo, diferente da hipótese levantada.

Os resultados dos testes dos pressupostos evidenciaram que os resíduos apresentam problema quanto à distribuição normal e heteroscedasticidade. Não há problema de autocorrelação serial. Nenhuma variável apresentou autocorrelação serial grave.

A seguir, a tabela 19 contém os resultados do modelo representado na Equação 19. Esse modelo testa, conjuntamente, a relevância das informações sobre reservas em valores históricos, em valores futuros e daquelas que representam alterações das quantidades de reservas provadas líquidas de óleo e gás ocorridas durante o ano.

Tabela 19 – Modelo - Relevância das Informações sobre Reservas e Suas Alterações

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 PL_{it} + \beta_2 LL_{it} + \beta_3 CC_{it} + \beta_4 FCD_{it} + \beta_5 REV_{it} + \beta_6 MELH + \beta_7 DESC_{it} + \beta_8 PROD_{it} + \beta_9 COMP_{it} + \beta_{10} VEND + \varepsilon_t$$

Variáveis Independentes	Pooled	Efeito Fixo (Fixed-Effects Model)	Efeito Aleatório (Random Effects Model)
Constante	3,15721 (0,00025)***	3,53018 (0,00003)***	3,31872 (0,00007)***
PL	0,36566 (0,02062)**	0,413133 (0,00396)***	0,396388 0,00699***
LL	0,108283 (0,85188)	-0,524111 (0,35825)	-0,276143 (0,62446)
CC	-0,703638 (0,00188)***	-0,864574 (0,00007)***	-0,78534 (0,00027)***
FCD	0,109714 (0,19973)	0,216331 (0,02494)**	0,160178 (0,07174)*
REV	0,00176246 (0,52112)	-0,000222566 (0,93002)	0,000652825 (0,79983)
MELH	0,00179929 (0,76696)	-0,00151025 (0,78207)	-9,94271e-05 (0,98588)
DESC	0,073417 (0,17975)	0,13416 (0,00792)***	0,109045 (0,03385)**
PROD	-0,0395449 (0,59106)	-0,116356 (0,10088)	-0,0813164 (0,24809)
COMP	0,0149333 (0,02021)**	0,0137626 (0,02188)**	0,013927 (0,02122)**
VEND	0,000323644 (0,96200)	0,0107727 (0,08765)*	0,00630913 (0,32288)
R ²	0,179195	0,405264	-x-
Estatística F	3,689552 (0,000175)	5,126855 (5,79e-10)	-x-
Soma dos Quadrados dos Resíduos (SQR)	50,68660	36,72636	51,39304
Akaike (CIA)	304,7047	268,7147	307,1961
Schwarz (CIS)	339,8273	338,9597	342,3186
Obs.	180	180	180
Normalidade dos Resíduos Teste Qui-quadrado	19,900 (0,00005)	-x-	-x-
Homoscedasticidade dos Resíduos Teste White	101,121423 (0,000002)	-x-	-x-
Autocorrelação Serial nos Resíduos Teste Durbin-Watson	1,71496 (0,131708)	-x-	-x-
Multicolinearidade Teste FIV	CC (1,502) FCD (1,632) REV (1,099) MELH (1,419) DESC (3,846) PROD (4,467) COMP (1,808) VEND (1,868)	-x-	-x-
Teste F	5,45984 (2,40198e-007)	-x-	-x-
Teste Breusch-Pagan	44,5635 (2,46245e-011)	-x-	-x-
Teste Hausman	25,9968 (0,00374444)	-x-	-x-

Fonte: Estimções efetuadas no software Gretl 1.9.14.

*** significativo a 1%, ** significativo a 5% e *significativo a 10%.

A abordagem de Efeitos Fixos foi, novamente, a que melhor se ajustou ao modelo. Apresentaram coeficientes significantes as variáveis PL, CC, FCD, DESC, COMP e VEND.

Vale citar que esse foi o único modelo no qual a variável FCD apresentou relevância significativa.

Os três indicadores de qualidade do modelo (Critérios de Informação Akaike e Schwarz e Soma dos Quadrados dos Resíduos) confirmaram a abordagem de Efeitos Fixos como sendo a que melhor se ajusta ao modelo.

O poder explicativo deste modelo (R^2) foi de 40,52%, com o teste F rejeitando a hipótese de $R^2 = 0$. As variáveis CC e VEND apresentaram coeficientes com sinais positivos e foram as que não atenderam as hipóteses levantadas

Novamente, os resultados dos testes dos pressupostos evidenciam que os resíduos apresentam problema quanto à distribuição normal e heteroscedasticidade. Não há violação do pressuposto de autocorrelação serial. Nenhuma variável apresentou autocorrelação serial grave.

Na tabela 20 são apresentados os resultados do modelo que contem todas as variáveis investigadas nesta pesquisa. Constam somente os resultados para as abordagens *pooled* e de efeitos fixos, pois para a abordagem de efeitos aleatórios o *software* Gretl informou graus de liberdade insuficientes para a regressão.

Os resultados demonstram que a abordagem de Efeitos Fixos foi a que melhor se ajustou ao modelo. Apresentaram coeficientes significantes apenas as variáveis PL, CC e COMP. Apenas a variável CC apresentou sinal (negativo) diferente do da hipótese levantada (positivo).

Como nos outros modelos, indicadores de qualidade (Critérios de Informação Akaike e Schwarz e Soma dos Quadrados dos Resíduos) confirmaram a abordagem de Efeitos Fixos como sendo a que melhor se ajusta ao modelo.

O poder explicativo (R^2) do modelo foi de 41,67%, com o teste F rejeitando a hipótese de $R^2 = 0$.

Os resultados dos testes dos pressupostos evidenciam 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).

Tabela 20 – Modelo - Todas as Variáveis

$$P_{it} = \beta_0 + \beta_1 PL_{it} + \beta_2 LL_{it} + \beta_3 CC_{it} + \beta_4 FCD_{it} + \beta_5 RPO\&G + \beta_6 REV_{it} + \beta_7 MELH_{it} + \beta_8 DESC_{it} + \beta_9 PROD + \beta_{10} COMP_{it} + \beta_{11} VEND + \varepsilon_t$$

Variáveis Independentes	Pooled	Efeito Fixo (Fixed-Effects Model)
Constante	3,46586 (0,00012)***	4,08778 (<0,00001)***
PL	0,387615 (0,01473)**	0,441631 (0,00211)***
LL	0,142308 (0,80612)	-0,398219 (0,48556)
CC	-0,810763 (0,00088)***	-1,04449 (0,00002)***
FCD	0,114473 (0,18087)	0,243028 (0,01247)**
RPO&G	-0,11321 (0,22621)	-0,14986 (0,08126)*
REV	0,00214192 (0,43799)	-6,39499e-05 (0,97975)
MELH	0,00156914 (0,79587)	-0,00180528 (0,73940)
DESC	0,0811954 (0,14030)	0,144669 (0,00429)***
PROD	0,0676185 (0,55643)	0,016828 (0,87078)
COMP	0,0147837 (0,02133)**	0,0143995 (0,01606)**
VEND	-0,00027196 (0,96811)	0,0104132 (0,09667)*
R ²	0,186341	0,416703
Estatística F	3,497697 (0,000201)	5,098168 (3,83e-10)
Soma dos Quadrados dos Resíduos (SQR)	50,24535	36,01994
Akaike (CIA)	305,1309	267,2187
Schwarz (CIS)	343,4464	340,6567
Obs.	180	180
Normalidade dos Resíduos Teste Qui-quadrado	15,463 (0,00044)	-x-
Homoscedasticidade dos Resíduos Teste White	117,607927 (0,001994)	-x-
Autocorrelação Serial nos Resíduos Teste Durbin-Watson	1,77006 (0,219091)	-x-
Multicolinearidade Teste FIV	PL (2,115) LL (2,214) CC (1,919) FCD (2,138) RPO_G (8,810) REV (1,131) MELH (1,503) DESC (4,007) PROD (12,047) COMP (1,820) VEND (1,893)	-x-
Teste F	5,63675 (1,33713e-007)	-x-

Fonte: Estimações efetuadas no software Gretl 1.9.14.

*** significativo a 1%, ** significativo a 5% e *significativo a 10%.

Por fim, na tabela 21, encontram-se os resultados do modelo 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.

Corrar, Paulo e Dias Filho (2007, p. 161) esclarecem os procedimentos da seleção de variáveis pelo método:

O processo se inicia com um modelo de regressão simples onde a variável independente com maior coeficiente de correlação com a variável dependente é escolhida. As próximas variáveis independentes a serem incluídas são selecionadas com base na sua contribuição incremental (correlação parcial) à equação de regressão.

A cada nova variável independente introduzida no modelo, é examinado pelo teste F se a contribuição das variáveis que já se encontram no modelo continua significativa, dada a presença da nova variável. Caso não seja, a estimação *stepwise* permite que as variáveis que já estão no modelo sejam eliminadas.

O procedimento continua até que todas as variáveis independentes ainda não presentes no modelo tenham sua inclusão avaliada e a reação das variáveis já presentes no modelo seja observada quando dessas inclusões.

Pelo método *stepwise*, foram incluídas no modelo PL, CC, DESC e COMP, todas com coeficientes significantes a 1%. Novamente, a variável CC não atendeu à hipótese de coeficiente com sinal positivo.

Para o modelo a abordagem mais indicada foi a de Efeitos Aleatórios. No entanto, os critérios de informação e a SQR não demonstraram maior capacidade explicativa desta abordagem. Os menores valores dos indicadores de qualidade (Critérios de Informação Akaike e Schwarz e Soma dos Quadrados dos Resíduos) foram obtidos por meio da abordagem de Efeitos Fixos.

O poder explicativo (R^2) do modelo por meio da abordagem *pooled* foi de 16,66% e por meio da abordagem de Efeitos Fixos foi de 37,36%. Os testes F dos dois R^2 validam os valores encontrados.

Os resultados dos testes dos pressupostos evidenciam que os resíduos apresentam problema quanto à distribuição normal e heteroscedasticidade. Não se observou autocorrelação serial e as variáveis não apresentaram multicolinearidade considerável.

Diante do apresentado, consta da próxima seção uma análise e discussão sobre os resultados encontrados, bem como uma comparação com os achados de trabalhos citados no terceiro capítulo. Objetiva-se situar as contribuições deste trabalho na literatura nacional e internacional.

Tabela 21 – Modelo - Método *Stepwise*
 $P_{it} = \beta_0 + \beta_1 PL_{it} + \beta_2 CC_{it} + \beta_3 DESC_{it} + \beta_4 COMP + \varepsilon_t$

Variáveis Independentes	<i>Pooled</i>	Efeito Fixo (<i>Fixed-Effects Model</i>)	Efeito Aleatório (<i>Random Effects Model</i>)
Constante	2,57277 (<0,00001)***	2,33788 (<0,00001)***	2,39197 (<0,00001)***
PL	0,446907 (0,00052)***	0,385893 (0,00174)***	0,400297 (0,00100)***
CC	-0,706635 (0,00039)***	-0,757958 (0,00007)***	-0,746978 (0,00007)***
DESC	0,0698303 (0,02752)**	0,0875288 (0,00257)***	0,0834609 (0,00395)***
COMP	0,0129682 (0,01122)**	0,0124043 (0,00835)***	0,0125474 (0,00743)***
R ²	0,166641	0,373631	-x-
Estatística F	8,748388 (1,84e-06)	6,521763 (8,20e-11)	-x-
Soma dos Quadrados dos Resíduos (SQR)	51,46186	38,67976	51,55745
Akaike (CIA)	295,4370	266,0426	295,7710
Schwarz (CIS)	311,4018	317,1299	311,7358
Obs.	180	180	180
Normalidade dos Resíduos Teste Qui-quadrado	13,606 (0,00111)	-x-	-x-
Homoscedasticidade dos Resíduos Teste White	28,942299 (0,010640)	-x-	
Autocorrelação Serial nos Resíduos Teste Durbin-Watson	1,7346 (0,238516)	-x-	-x-
Multicolinearidade Teste FIV	PL (1,389) CC (1,302) DESC (1,340) COMP (1,171)	-x-	-x-
Teste F	4,92685 (1,38603e-006)	-x-	
Teste Breusch-Pagan	46,1981 (1,06881e-011)	-x-	-x-
Teste Hausman	5,39772 (0,248868)	-x-	-x-

Fonte: Estimacões efetuadas no software Gretl 1.9.14.

*** significativo a 1%, ** significativo a 5% e *significativo a 10%.

5.3 COMENTÁRIOS E DISCUSSÃO

Considerando os 8 modelos testados, 6 se adequaram a abordagem de Efeitos Fixos e 2 a abordagem de Efeitos Aleatórios. Isso sugere que as empresas da amostra são diferentes entre si, mas cada empresa, individualmente, possui comportamento uniforme ao longo dos anos.

O modelo contendo todas as variáveis da pesquisa foi o que apresentou o maior valor de R² 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 22.

Tabela 22 – Indicadores de Qualidade dos Modelos

Modelos	Indicadores de Qualidade do Modelo				
	Abordagem de Dados em Painel	R ²	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	319,4070	332,1788
PL, LL e RPO&G	Efeito Fixo	0,265800	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	Efeito Aleatório	-X-	51,55745	295,7710	311,7358

Fonte: Estimções efetuadas no software Gretl 1.9.14

Evidente que o modelo com o maior número de variáveis tende a apresentar maior valor de R². No entanto, quanto maior o número de variáveis, maior a chance de violação dos pressupostos de regressão.

Com relação às variáveis testadas, nos 8 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 grande poder explicativo para o patrimônio líquido e não para o resultado.

Esse resultado corrobora os achados de Harris e Ohlson (1987), Berry, Hasan e O'Bryan (1997) e Lopes (2001), 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.

De fato, os conceitos sobre o setor petrolífero apresentados neste trabalho evidenciaram que as receitas e despesas derivadas das vendas do óleo e do gás,

aparentemente, não auxiliam nas decisões econômicas tão efetivamente quanto em outros setores industriais. Isso se justifica, entre outras coisas, pelo fato de que, teoricamente, o mais importante para as empresas que exploram e produzem petróleo é a descoberta de novas jazidas de petróleo, evento com relativa distância da realização em lucro ou em caixa.

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 aproximam-se dos achados de Doran, Collins e Dhaliwal (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 Provadas 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, Berry e Bryan (2000), Cormier e Magnan (2002) e Misund, Osmundsen e Asche (2005). No entanto, são conflituosos com Johnsen, Paxson e Rizzuto (1996). Vale citar que, dentre as informações complementares exigidas, o Fluxo de Caixa Descontado (FCD) relativo às Reservas Provadas 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 8 modelos testados em apenas 2 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 figura-se também como uma medida de baixo poder explicativo e, portanto, pouca relevância. Esse resultado aproxima-se dos achados de Bell (1983), Doran, Collins e Dhaliwal (1988), Teall (1992), Kennedy e Hyon

(1992) e Ribeiro, Menezes Neto e Bone (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 1 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 3, 1 e 4 modelos, respectivamente.

De forma geral, das 6 variáveis que conciliam o volume de reservas de petróleo e gás do início de um ano com o do final, 4 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 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 12, a seguir, resume os resultados encontrados e deve ser entendido da seguinte forma: da primeira coluna constam as variáveis testadas nos 8 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.

Modelos / Variáveis Testadas	Variáveis										
	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	X		X					X		X	
TOTAL	7	0	5	1	2	0	0	3	1	4	1

Quadro 12 – Resumo dos Resultados

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Vale, então, desatacar os achados de relevância das informações sobre descobertas e produção.

Descobrir petróleo significa desempenho e, portanto, indicadores de sucesso no descobrimento de petróleo revelam a performance de determinada empresa enquanto exploradora. Ainda, de certa forma, o nível de descobertas das empresas, fazem 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 de 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, STEVENSON e NICHOLS, 1993).

Assim, de forma geral, os resultados encontrados reforçam a afirmação de Santos (2012, p. 235) de “que o atual modelo de reconhecimento das transações econômicas das empresas petrolíferas, bem como o conjunto de informações divulgadas obrigatoriamente parecem satisfazer as necessidades informacionais dos participantes do mercado”.

Os resultados também reforçam os pressupostos de Ohlson (1995) de que o valor de mercado da empresa é função das variáveis contábeis e de outras informações disponíveis sobre a empresa e relevante na predição dos seus resultados contábeis futuros, mas que ainda não tenha sido reconhecida ou captada 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.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 RESUMO DAS EVIDÊNCIAS EMPÍRICAS

O objetivo desta pesquisa foi o de identificar 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. 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.
- Houve 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 4 variáveis das 6 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.

- Possibilidade de formação de 3 grupos diferentes (grandes, médias e pequenas) de empresas da amostra considerando o comportamento das variáveis PL, LL, CC, FCD, RPO&G e AE&P.
- 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.
- 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.
- Relativa variabilidade nos volumes médios atribuídos às Compras e Vendas.

No decorrer do trabalho, outras informações importantes foram evidenciadas. Na apresentação das características da indústria do petróleo, ficaram evidentes suas particularidades operacionais, o que resulta em uma contabilidade peculiar.

Na apresentação dos aspectos históricos e conceituais do *disclosure* de informações, ficaram evidentes as dificuldades existentes no processo de normatização contábil para o setor, arroladas em anos de discussão nas comissões dos principais órgãos normatizadores (FASB e IASB) do mundo. O resultado evidente é a complexidade de normas, fato que pode comprometer a qualidade da informação contábil, além de distorcer o real objetivo da divulgação.

Evidenciaram-se, também, os conceitos relacionados à metodologia de *value relevance*, bem como se destacou o modelo de Ohlson como a fundamentação teórica para as diversas pesquisas nessa linha. Ficou claro, assim, que foi a partir das pesquisas do citado autor que pesquisadores puderam investigar a importância do lucro e do patrimônio líquido em diversos países e com metodologias diferentes e alternativas.

Em função do volume de pesquisas acadêmicas sobre o tema, foram apresentados, também, três trabalhos que tentaram categorizar os estudos que relacionaram informações financeiras (contábeis) e não financeiras com o valor de mercado das empresas: Beaver (2002), Holthausen e Watts (2001) e Kothari (2001).

Constatou-se, também, que os estudos de *value relevance* feitos no Brasil evidenciaram que as demonstrações contábeis possuem conteúdo informacional e o

patrimônio líquido possui, aparentemente, maior relevância do que o resultado. Já no setor petrolífero, os resultados das pesquisas que focaram a relevância de informações financeiras e não financeiras e o valor de empresas apresentaram, ao longo dos anos, resultados conflitantes.

Por fim, no decorrer desta pesquisa, diversas questões foram levantadas, o que garante ao tema um campo vasto para pesquisas e novos estudos. No universo de estudos possíveis, recomendam-se os seguintes:

- Um estudo que investigue a relevância de outras variáveis operacionais relacionadas ao setor petrolífero e, sobretudo, a 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).
- Um estudo que investigue a influência de variáveis institucionais, legais e culturais no preço das ações das petrolíferas.
- Um estudo que identifique quais os efeitos na elaboração dos relatórios financeiros da diversidade de normas e métodos contábeis para o setor petrolífero.

6.2 LIMITAÇÕES DA PESQUISA

Como possíveis limitações do presente trabalho citam-se:

- A seleção de forma não probabilística e intencional das empresas da amostra que, no entanto, atendeu premissas citadas e justificadas ao longo do texto.
- 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 violação parcial de alguns pressupostos dos modelos de regressão, citados na literatura e que, apesar observados, não invalidam o comportamento e as tendências que os resultados evidenciaram.

- 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.
- Existência de aspectos institucionais, legais e culturais que poderiam ser considerados na pesquisa como, por exemplo, a elevada concentração de propriedade no mercado de ações brasileiro e outras diferenças em relação aos mercados desenvolvidos, mas que, conforme já informado, alterariam o foco e objetivos do estudo.
- 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.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS²²

ABOODY, D.; BARTH, M. E.; KASZNIK, R. *Revaluations of fixed assets and future firm performance: evidence from the UK. Journal of Accounting and Economics*, v. 26, p. 149-178, 1999.

ADKERSON, R. C. *Can reserve Recognition accounting work? Journal of Accountancy*, v. 148, n. 3, p. 72-81, setembro, 1979.

ALCIATORE, M. L. *New evidence on SFAS n°. 69 and the components of the change in reserve value. The Accounting Review*, v. 68, p. 639-56, 1993.

AMIR, E. *The market value valuation of accounting information - the case of postretirement benefits other than pensions. Accounting Review*, v. 68, n. 4, p. 703-724, 1993.

AMIR, E.; HARRIS, T. S.; VENUTI, E. K. *A comparison of the value-relevance of U.S. versus Non-U.S. GAAP accounting measures using Form 20-F reconciliations. Journal of Accounting Research*, v. 31, Supplement, p. 230-264, 1993.

ARAGÃO, A. P. **Estimativa da contribuição do setor petróleo ao produto interno bruto brasileiro: 1995/2004.** 2005. 152 f. Dissertação (Mestrado em Ciências - Área de Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia. COPPE/UFRJ, 2005.

ASSAF NETO, A. **Mercado Financeiro.** 11ª Ed. Editora Atlas, São Paulo, 2012.

BALL, R.; BROWN, P. *An empirical evaluation of accounting income numbers. Journal of Accounting Research*, v.6, p.159-178, 1968.

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, 1994.

BARTH, M. E.; BEAVER, W. 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.

²² De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 6023.

BARTH, M. E.; BEAVER, W. H.; LANDSMAN, W. R. *Value-relevance of banks' fair value disclosures under SFAS n. 107. The Accounting Review*, v. 71, p. 513-537, 1996.

BARTH, M. E.; CLINCH, G. *Revalued financial, tangible, and intangible assets: associations with share prices and non market-based estimates. Journal of Accounting Research*, v.36, p. 199-233, 1998.

BASU, S.; LYNN, B. *Discounted cash-flow requirements in the oil and gas industry. Cost and Management*, p. 15-25, 1984.

BATISTELA, F. D. **Reavaliação de ativos e correção monetária integral no Brasil : um estudo de value relevance**. 2011. 83 f. Tese (Doutorado em Controladoria e Contabilidade) – Universidade de São Paulo, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. São Paulo, 2011.

BEAVER, W. H. *Perspectives on recent capital market research. The Accounting Review*, v. 77, n. 2, p. 320-332, 2002.

BEAVER, W. H. *The information content of annual earnings announcements. Journal of Accounting Research*, v.6, p. 67-92, 1968.

BEAVER, W. H.; CLARKE, R.; WRIGHT, W. F. *The association between unsystematic security returns and the magnitude of earnings. Journal of Accounting Research*, v. 17, n. 2 p. 316-340, 1979.

BEAVER, W. H.; DUKES, R. E. *Interperiod tax allocation, earnings expectations and the behavior of security prices. The Accounting Review*, v. 47, p. 320-332, 1972.

BEAVER, W. H.; LAMBERT, R.; MORSE, D. *The information content of security prices. Journal of Accounting and Economics*, v.2, p. 3–28, 1980.

BEAVER, W. H.; McNICHOLS, M. F. *Do stock prices of property casualty insurers fully reflect information about earnings, accruals, cash flows, and development? Review of Accounting Studies*, v. 6, n. 2-3, p.197-220, 2001.

BEISLAND, L. A. *A review of the value relevance literature. The Open Business Journal*, v. 2, p. 7-27, 2009.

BELL, T. B. *Market reaction to reserve recognition accounting. Journal of Accounting Research*, v. 21, n. 1, p. 1-17, 1983.

BERNARD, V.; THOMAS, J. K. *Evidence that stock prices do not fully reflect the implications of current earnings for future earnings. **Journal of Accounting and Economics**, v.13, n. 4, p. 305-341, 1990.*

BERNARD, V.; THOMAS, J. K. *Post-earnings-announcement drift: delayed price response or risk premium? **Journal of Accounting Research**, supplement, p. 1-36, 1989.*

BERNARD, V.; THOMAS, J. K.; WAHLEN, J. *Accounting-based stock price anomalies: separating market efficiencies from research design flaws. **Contemporary Accounting Research**, v. 14, p. 89-136, 1997.*

BERNARDO, H. P. **Avaliação empírica do efeito dos anúncios trimestrais do resultado sobre o valor das ações no mercado brasileiro de capitais: um estudo de evento.** 2001. Dissertação (Mestrado em Controladoria e Contabilidade) – Universidade de São Paulo, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. São Paulo, 2004.

BERRY, K. T.; 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.*

BERRY, K. T.; WRIGHT, C. J. *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**, v. 28, n. 5-6, p. 741-769, junho/julho, 2001.*

BOONE, J. P. *Oil and gas reserve value disclosures and bid-ask spreads. **Journal of Accounting and Public Policy**, v. 17, n. 1, p. 55-84, 1998.*

BP – **BRITISH PETROLEUM. BP Statistical review of world energy june 2011.** Disponível em <<http://www.bp.com/statisticalreview>>. Acesso em junho de 2012.

BRASIL. Lei n. 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm.

BROCK, H. R; CARNES, M. Z.; JUSTICE, R, **Petroleum accounting: principles, procedures & issues.** 6º Ed. Denton, Texas: PricewaterhouseCoopers/Professional Development Institute, 2007.

BROCK, H. R., KLINGSDDT, J.P.; JONES, D.M. ***Petroleum accounting: principles, procedures & issues***. Texas: Professional Development Institute, 3^a Ed. 1990.

BROWN, S. J.; LO, K.; LYS, T. *Use of R2 in accounting research: measuring changes in value relevance over the last four decades*. ***Journal of Accounting and Economics***, v.28, p. 83-115, 1999.

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.

BURGSTAHLER, D. C.; DICHEV, L. D. *Relative value relevance of the successful efforts and full cost accounting methods in the oil and gas industry*. ***The Accounting Review***, v. 72, p.187–215, 1997.

CAPPEL, J. J. *The disclosure of finding costs by oil and gas companies: 1990*. ***Petroleum Accounting and Financial Management Journal***, v. 11, p. 32-46, 1992.

CAMARGOS, M. A.; BARBOSA, F. V. Eficiência informacional do mercado de capitais brasileiro pós-Plano Real: um estudo de eventos dos anúncios de fusões e aquisições. ***Revista de Administração da Universidade de São Paulo (RAUSP)***. v.41, n.1, p.43-58, jan./fev./mar. 2006.

CARDOSO, L. C. ***Petróleo: do poço ao posto***. Rio de Janeiro, Editora *Qualitymark*, Rio de Janeiro, 2005.

CHAMBERS, D.; JENNINGS, R.; THOMPSON, R. B. *Evidence on the usefulness of capital expenditures as an alternative measure of depreciation*. ***Review of Accounting Studies***, v.4, n. 3-4, p.169-195, 1999.

CHRISTIE, A. A. *On cross-sectional analysis in accounting research*. ***Journal of Accounting and Economics***, v. 9, p. 231-258, 1987.

CLINCH, G.; MAGLIOLO, J. *Market perceptions of reserve disclosures under SFAS No. 69*. ***The Accounting Review***, v. 67, n. 4, p. 843-861, outubro, 1992.

CLÔ, A. ***Oil economics and policy***. Boston, *Kluwer Academic Publishers*, 2000.

COLLINS, D. W.; KOTHARI, S. P. *An analysis of inter-temporal and cross-sectional determinants of earnings response coefficients*. ***Journal of Accounting and Economics***, v.11, n. 2-3, p.143–181, 1989.

COLLINS, D. W.; MAYDEW, E. L.; WEISS, I. S. *Changes in the value-relevance of earnings and book values over the past forty years. Journal of Accounting and Economics*, v. 24, p.39–67, 1997.

COLLINS, D. W.; DENT, W. T. *The proposed elimination of full cost accounting in the Extractive petroleum industry. Journal of Accounting and Economics*, p. 3-44, 1979.

CONNOR, J. E. *Reserve recognition accounting: fact or fiction? Journal of Accounting*. p. 92-99, 1979.

CORMIER, D.; MAGNAN, M. *Performance reporting by oil and gas firms: contractual and value implications. Journal of International Accounting, Auditing & Taxation*, v. 11, p. 131-153, 2002.

CORRAR, L. J. ; PAULO, E.; DIAS FILHO, J. M. **Análise multivariada para cursos de administração, ciências contábeis e economia**. Editora Atlas, São Paulo, 2007.

CORTESE, C. L.; IRVINE, H. J.; KAIDONIS, M. A. *Extractive industries accounting and economic consequences: past, present and future. Accounting Forum*, v. 33, n. 1, p. 27-37, 2009.

COSTA JUNIOR, J. V.; MARTINS, E. **Retornos anormais, big bath e performance operacional anormal de firmas brasileiras envolvidas em fusões e aquisições no período de 2002 a 2006**. In: II Congresso da Associação Nacional dos Programas de Pós Graduação em Contabilidade (ANPCONT). Anais eletrônico do II Congresso da Associação Nacional dos Programas de Pós Graduação em Contabilidade (ANPCONT). Salvador (BA), 2008.

COSTA, F. M.; LOPES, A. B. Ajustes aos US-GAAP: estudo empírico sobre sua relevância para empresas brasileiras com ADRs negociados na Bolsa de Nova Iorque. **Revista de Contabilidade & Finanças**, São Paulo, v.18, p. 45-57, junho, 2007.

CPC – Comitê de Pronunciamentos Contábeis. **Pronunciamento Técnico CPC 34 – Exploração e avaliação de recursos minerais**. Setembro, 2007.

DALMÁCIO, F. Z.; REZENDE, A. J.; LIMA, E. M.; MARTINS, E. A Relevância do *goodwill* no processo de avaliação das empresas brasileiras. **BASE – Revista de Administração e Contabilidade da Unisinos**, v. 8, n. 4, outubro/dezembro, 2011.

DALMÁCIO, F. Z.; REZENDE, A. J. A Relação entre o *timeliness* e a utilidade da informação contábil e os mecanismos de governança corporativa: evidências no mercado acionário brasileiro. **Base - Revista de Administração e Contabilidade da Unisinos**, p. 163-174, setembro/dezembro, 2008.

DEAKIN, E. B. *An analysis of differences between non-major oil firms using successful efforts and full cost methods. The Accounting Review*, v. 54, n. 4, p. 722-734, 1979.

DECHOW, P. M.; HUTTON, A. P.; SLOAN, R. G. *An empirical assessment of the residual income valuation model. Journal of Accounting and Economics*, v. 26, n. 1-3, p. 1-34, 1999.

DECHOW, P. M.; SLOAN, R. G.; SWEENEY, A. P. *Detecting earnings management. The Accounting Review*, v. 70, n. 2, p. 3-42, 1995.

DHALIWAL, D. S. *The effect of the firm's capital structure on the choice of accounting methods. The Accounting Review*, v. 55, n. 1, p. 78-84, 1980.

DHARAN, B. G. *Expectation models and potential information content of oil and gas reserve value disclosures. The Accounting Review*, v. 59, n. 2, p. 199-217, 1984.

DOMINGUES, J. C. A. **Perda do valor de recuperação em ativos de exploração e produção de petróleo e gás.** 2009. 149 f. Dissertação (Mestrado em Contabilidade) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

DOMINGUES, J. C. A.; GODOY, C. R. Redução ao Valor Recuperável de Ativos: um Estudo nas Empresas do Setor Petrolífero Mundial. **Revista de Educação e Pesquisa em Contabilidade (REPeC)**. Brasília, v. 6, n. 4, art. 1, p. 351-366, out./dez. 2012

DORAN, B. M.; COLLINS, D. W.; DHALIWAL, D. S. *The information of historical cost earnings relative to supplemental reserve-based accounting data in the extractive petroleum industry. The Accounting Review*. p. 389-413, v. 63, n. 3, 1988.

DUARTE, P. C.; LAMOUNIER, W. M.; TAKAMATSU, R. T. **Modelos econométricos para dados em painel: aspectos teóricos e exemplos de aplicação à pesquisa em contabilidade e finanças.** In: 7º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. Anais eletrônico do 7º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

EASTON, P. D. *Security returns and the value relevance of accounting data. Accounting Horizons*, v. 13 n. 4, p. 399-412, 1999.

EASTON, P. D.; SOMMERS, G. A. *Scale and the scale effect in market-based accounting research. Journal of Business Finance & Accounting*, v. 30, p. 25-55, 2003.

EDWARDS, E. O.; BELL, P. W. *The theory and measurement of business income*. Berkeley: University of California Press, 1961.

EMILIANO, P. C. **Critérios de informação: como eles se comportam em diferentes modelos**. 2013. 193 f. Tese (Doutorado em Estatística e Experimentação Agropecuária) – Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2013.

ENIS, C. R.; MOSHIER, A. J. *Full cost versus sucessful efforts - a natural selection process*. **Akron Business and Economic Review**, v. 16, n. 1, p. 6-12, 1985.

FAMA, E. *Efficient capital markets: a review of theory and empirical work*. **The Journal of Finance**, v. 25, n. 2, p. 383–417, 1970.

FAMA, E. *Efficient capital markets: II*. **Journal of Finance**, v. 46, n. 5, p.1575–1617, 1991.

FAMA, E. F.; FRENCH, K. R. *The cross-section of expected stock returns*. **The Journal of Finance**, v. 47 p. 427-465, 1992.

FAMA, E. F.; MILLER, M. H. *The Theory of Finance*. Hinsdale, Dryden Press, 1972.

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

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

FELTHAM, G. A.; OHLSON, J. A. *Uncertainty resolution and the theory of depreciation measurement*. **Journal of Accounting Research**, v. 34, n. 2, p. 209-234, 1996.

FELTHAM, G. A.; OHLSON, J. A. *Valuation and clean surplus accounting for operating and financial activities*. **Contemporary Accounting Research**, v. 11, n. 2, p. 689-731, 1995.

FIGO, M. J. N. A. C.; GODOY, C. R.; DOMINGUES, J. C. A. **Modelo de precificação de opções aplicados na avaliação de ativos reais: análise da sensibilidade na formação do valor de reservas petrolífera provadas**. In: 11º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. Anais eletrônico do 11º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, 2011.

FONSECA, J. L.; TRINDADE, L. L.; VIEIRA, K. M.; CERETTA, P. S. **Determinantes de estrutura de capital: uma análise de dados em painel de empresas pertencentes ao Ibovespa no período de 1995 a 2007.** In: XII SEMEAD – Seminários em Administração. Anais eletrônico do XII SEMEAD – Seminários em Administração. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

FORTUNE. **Fortune Global 500.** Disponível em: <<http://money.cnn.com/magazines/fortune/global500/2011/index.html>>. Acesso em março de 2012.

FOSTER, G.; OLSEN, C.; SHEVLIN, T. *Earnings releases, anomalies and the behavior of security returns.* **The Accounting Review**, v. 59, n. 4, p. 574–603, 1984.

FRANCIS, J.; SCHIPPER, K. *Have financial statement lost their relevance?* **Journal of Accounting Research**, v. 37, n. 2, p. 319-352, 1999.

FRANKEL, R.; LEE, C. M. C. *Accounting valuation, market expectation, and cross-sectional returns.* **Journal of Accounting and Economics**, v.25, p. 283-319, 1998.

FREEMAN, R. N.; TSE, S. *The multiperiod information content of accounting earnings: confirmations and contradictions of previous earnings reports.* **Journal of Accounting Research**, v. 27, supplement, p. 49–84, 1989.

GADDIS, D.; BROCK, H.; BOYNTON, C. *Determining Finding Costs.* **Petroleum Accounting and Financial Management Journal**, v. 11, p. 93-101, 1992.

GALDI, F. C. **Estratégias de investimento em ações baseadas na análise de demonstrações contábeis: é possível prever o sucesso?** 2008. Tese (Doutorado em Controladoria e Contabilidade) – Universidade de São Paulo, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. São Paulo, 2008.

GALDI, F. C.; TEIXEIRA, A. J. C.; LOPES, A. B. *Análise empírica de modelos de valuation no ambiente brasileiro: fluxo de caixa descontado versus modelo de Ohlson (RIV).* **Revista de Contabilidade e Finanças**, v. 19, n. 47, agosto, 2008

GALLUN, R.A.; STEVENSON, J.W.; NICHOLS, L.M. **Fundamentals of oil & gas accounting.** 3ª Ed. Oklahoma: PennWell Books, 1993.

GARMAN, M. B.; OHLSON, J. A. *Information and the sequential valuation of assets in arbitrage – free economies.* **Journal of Accounting Research**, v. 18, n. 2, 1980.

GODOY, C. R. **Evidenciação contábil e as avaliações pelo fluxo de caixa descontado e pela teoria de opções: um estudo aplicado à indústria petrolífera mundial**. 2004. 284 f. Tese (Doutorado em Controladoria e Contabilidade) – Universidade de São Paulo, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. São Paulo, 2004.

GOMES, L. L.; LORIATO, A. **Volumes anormais de negócios no mercado brasileiro de ações em função dos anúncios contábeis anuais**. In: 6º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. Anais eletrônico do 6º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. São Paulo: Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, 2006.

GONÇALVES, R. P. **O valor da empresa e a informação contábil: um estudo nas empresas petrolíferas listadas na bolsa de valores de Nova York (NYSE)**. 2008. 120 f. Dissertação (Mestrado em Controladoria e Contabilidade) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2008.

GRAMLICH, J. D.; WHEELER, J. E. *How Chevron, Texaco, and the Indonesian Government structured transactions to avoid billions in U.S. income taxes*. **Accounting Horizons**. v. 17, nº. 3, p. 107-122, 2003.

GUJARATI, D. N. **Econometria básica**. Tradução da 4ª edição. Editora Elsevier, Rio de Janeiro, 2006.

HAND, J. R. M.; LANDSMAN, W. R. *Testing the Ohlson Model: v or not v, that is the question*. *SSRN Working Paper*, 1998. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=126308>>. Acessado em março de 2012.

HARRIS, T. S.; OHLSON, J. A. *Accounting disclosures and the market's valuation of oil and gas properties: evaluation of market efficiency and functional fixation*. **The Accounting Review**, v. 65, n.4, p. 764-780, 1990.

HARRIS, T. S.; OHLSON, J. A. *Accounting disclosures and the market's valuation of oil and gas properties*. **The Accounting Review**, v. 62, n. 4, p. 651-670, 1987.

HEALY, P. M. *The effect of bonus schemes on accounting decisions*. **Journal of Accounting and Economics**, v. 7, p. 85-107, 1985.

HEALY, P. M.; WHALEN, J. M. *A review of the earnings management literature and its implications for standards setting*. **Accounting Horizons**, v. 13, p. 365-383, 1999.

HOLTHAUSEN, R. L.; 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*. Disponível em <<http://www.iasb.org>>. Acesso em fevereiro de 2012.

IASB - *International Accounting Standards Board. International Accounting Standards n° 37 - Provisions, contingent liabilities and contingent assets*. Setembro, 1998.

IASB - *International Accounting Standard Board. International Accounting Standards Board. International Financial Reporting Standards (IFRS) n° 6 - Exploration for and evaluation of mineral resources*. Dezembro, 2004.

IASB - *International Accounting Standard Board. International Accounting Standards Board. International Financial Reporting Standards (IFRS) n° 8 - Operating segments*. Janeiro, 2006.

IASCF - *International Accounting Standards Committee Foundation. Exposure Draft: ED6 exploration for and evaluation of mineral resources*. ,2004.

IASCF - *International Accounting Standards Committee Foundation. IASB Project summary: extractive industries*, 2003.

IASCF - *International Accounting Standards Committee. Extractive Industries Issues Paper (extractive industries)*, 2000.

IUDÍCIBUS, S.; LOPES, A. B. (Coords.) **Teoria avançada da contabilidade**. Editora Atlas, São Paulo, 2004.

JOHNSEN, T.; PAXSON, D. A.; RIZZUTO, R. J. *Are petroleum market value a triumph of economics over accounting? Journal of Business Finance & Accounting*, v. 23, n. 2, p. 243-261, 1996.

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. 1988.

JOHNSTON, D.; JOHNSTON, D. *Introduction to oil company financial analysis*. Tulsa, Oklahoma: PennWell, 2006.

JONES, J. J. *Earnings management during import relief investigations*. **Journal of Accounting Research**, v. 29, n. 2, p. 193-228, 1991.

KENNEDY, D.; HYON, Y. *Do RRA earnings improve the usefulness of reported earnings in reflecting the performance of oil and gas producing firms?* **Journal of Accounting, Auditing, & Finance**, v. 7, p.335-356, 1992.

KLINGSTEDT, J. P. *Effects of full costing in the petroleum industry*. **Financial Analysts Journal**, v. 26, n. 5, p. 79-86, 1970.

KORMENDI, R. C.; LIPE, R. *Earnings innovations, earnings persistence and stock returns*. **Journal of Business**, v. 60, n. 3, p. 323-345, 1987.

KOTHARI, S.P. *Capital markets research in accounting*. **Journal of Accounting and Economics**, v.31, p. 105-231, 2001.

KOTHARI, S.P.; ZIMMERMAN, J. L. *Price and return models*. **Journal of Accounting and Economics**, v. 20, n. 2, p. 155-192, 1995.

LANDSMAN, W. R.; MAGLIOLO, J. *Cross-sectional capital market research and model specification*. **The Accounting Review**, v. 63, n. 4, p. 586-604, 1988.

LANDSMAN, W. R.; MAYDEW, E. L. *Has the information content of quarterly earnings announcements declined in the past three decades?* **Journal of Accounting Research**, v. 40, n. 3, p.797-808, 2002.

LEE, C. M.C. *Earnings news and small trades: an intraday analysis*. **Journal of Accounting and Economics**, v.15, n. 2-3, p. 265-302, 1992.

LEITE, H. P.; SANVICENTE, A. Z. *Valor patrimonial: usos, abusos e conteúdo informacional*. **Revista de Administração de Empresas**, v.30, n.3, p.17-31, julho-setembro. 1990.

LEV, B.; ZAROWIN, P. *The boundaries of financial reporting and how to extend them*. **Journal of Accounting Research**, n. 37, p. 353-386, 1999.

LEV, B.; OHLSON, J. A. *Market-based empirical research in accounting: a review, interpretation, and extension. Journal of Accounting Research*, v. 20, supplement, p. 249-322, 1982.

LEV, B.; SOUGIANNIS, T. *The capitalization, amortization, and value relevance of R&D. Journal of Accounting and Economics*, v.21, p. 107–138, 1996.

LILIEN, S.; PASTENA, V. *Determinants of intramethod choice in the oil and gas industry. Journal of Accounting and Economics*, v. 4, p. 145-170, 1982.

LIMA, G. A. S. F. **Utilização da teoria da divulgação para avaliação da relação do nível de disclosure com o custo da dívida das empresas brasileiras.** 108 f. 2007. Tese (Doutorado em Controladoria e Contabilidade). Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

LIMA, G. A. S. F.; YAMAMOTO, M. M.; LIMA, I. S.; MALACRIDA, M. J. C. Um estudo da eficiência informacional do mercado acionário brasileiro. **Revista de Informação Contábil**, v.2, n. 1, p 1-18, janeiro/março, 2008.

LIMA, J. B. N. **A relevância da informação contábil e o processo de convergência para as normas IFRS no Brasil.** 236 f. 2010. Tese (Doutorado em Controladoria e Contabilidade) – Universidade de São Paulo, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. São Paulo, 2010.

LIMA, J. B. N.; TERRA, P. R. S. **A reação do mercado de capitais brasileiro à divulgação das informações contábeis.** In: XXVIII Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração (EnANPAD). Anais eletrônico do XXVIII Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração (EnANPAD). Curitiba (PR), 2004a.

LIMA, J. B. N.; TERRA, P. R. S. **Governança corporativa e a reação do mercado de capitais as informações financeiras.** In: XXVIII Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração (EnANPAD). Anais eletrônico do XXVIII Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração (EnANPAD). Curitiba (PR), 2004b.

LO, K.; LYS, T. *Bridging the gap between value relevance and information. Journal of Accounting, Auditing and Finance*, v. 15, n. 3, p. 337-367, 2000.

LOPES, A. B.; SANTANNA, D. P.; COSTA, F. M. A relevância das informações contábeis na Bovespa a partir do arcabouço teórico de Ohlson: avaliação dos modelos de *Residual Income Valuation* e *Abnormal Earnings Growth*. **Revista de Administração da USP**, v. 42, n.4, p. 497-510, 2007.

LOPES, A. B. **A Relevância da informação contábil para o mercado de capitais: o modelo de Ohlson aplicado à Bovespa**. 2001, 308 fls. 2001. Tese (Doutorado em Controladoria e Contabilidade) – Universidade de São Paulo, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. São Paulo, 2001.

LOPES, A. B. *Financial accounting in Brazil: an empirical examination*. **Latin American Business Review**, (Binghamton), v. 6, p. 45-68, 2006.

LOPES, A. B. *Valuation properties of accounting numbers in Brazil*. **Corporate Ownership & Control**, United Kingdom, v. 1, p. 31-36, 2004.

LUTHER, R. *The development of accounting regulation in the extractive industries*. **The International Journal of Accounting**, v. 31, n. 1, p. 67-93, 1996.

MAGLIOLO, J. *Capital market analysis of reserve recognition accounting*. **Journal of Accounting Research**, v. 24, supplement, *Studies on Alternative Measures of Accounting Income*, p. 69-108, 1986.

MALACRIDA, M.; YAMAMOTO, M. M.; LIMA, I. S.; LIMA, G. A. S. F. **A relevância da demonstração do fluxo de caixa para o mercado de capitais brasileiro**. In: XXXII Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração (EnANPAD). Anais eletrônico do XXXII Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração (EnANPAD). Rio de Janeiro (RJ), 2008.

MALMQUIST, D. H. *Efficient contracting and the choice of accounting oil and gas industry*. **Journal of Accounting and Economics**, v. 12, n. 1-3, p. 173-205, janeiro, 1990.

MISUND, B.; OSMUNDSEN, P.; ASCHE, F. **The value-relevance of accounting figures in the international oil and gas industry – cash flows or accruals?** In: 25° Annual North American Conference of the USAEE/IAEE. Anais eletrônico do 25° Annual North American Conference of the USAEE/IAEE, Denver, 2005.

MOHANRAN, P. S. *Separating winners from losers among low book-to-market stocks using financial statement analysis*. **Review of Accounting Studies**, v.10, p. 133-170, 2005.

MOUTINHO DOS SANTOS, E. ; ZAMITH, R. **O desenvolvimento das atividades onshore no Brasil - introdução a uma abordagem contratualista**. In: Segundo Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Anais eletrônico do Segundo Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Rio de Janeiro (RJ), 2003.

NAGGAR, A. *Oil and gas accounting: where wall street stands*. **Journal of Accountancy**, v. 146, n. 3. p. 72-77, 1978.

NASCIMENTO, M.; COSTA, F. M.; LOPES, A. B.; PEREIRA, L. C. S.; GONÇALVES, I. L. **Análise do conteúdo informacional do resultado contábil em US-GAAP: um estudo de evento em companhias abertas brasileiras que negociam ADRs na bolsa de Nova Iorque**. In: XXXI Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração (EnANPAD). Anais eletrônico do XXXI Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração (EnANPAD). Rio de Janeiro (RJ), 2007.

NEIVA, J. **Conheça o petróleo**. 5ª Ed. Rio de Janeiro: Ao Livro Técnico, 1986.

NIYAMA, J. K.; MOREIRA, J. R.; AQUINO, D. R. B. Estudo comparativo dos critérios de mensuração das reservas provadas, segundo SPE/WPC e SEC: o caso da Petrobras. **Revista de Contabilidade do Mestrado em Ciências Contábeis da UERJ**, v.11, n.2, p.1, Rio de Janeiro, julho/dezembro, 2006.

NYSE. *New York Stock Exchange. Annual Report*. Disponível em <http://www.nyse.com/about/listed/lc_all_industry_1.html?supersector=11§or=101&subsector=1120128534121> Acesso em março, 2012.

NYSE. *New York Stock Exchange*. Disponível em <<http://www.nyse.com/>>. Acesso em janeiro de 2012.

OHLSON, J. A. *Earnings, book values, and dividends in equity valuation*. **Contemporary Accounting Research**, v. 11, n. 2, p. 661-687, 1995.

OSMUNDSEN, P.; ASCHE, F.; MISUND, B.; MOHN, K. *Valuation of international oil companies*. **The Energy Journal**, v. 27, n. 3, p. 49-64, 2006.

OU, J. A.; PENMAN, S. H. *Financial statement analysis and the prediction of stock returns*. **Journal of Accounting and Economics**, v. 11, n. 4, p. 295-329, 1989.

PATELL, J.; WOLFSON, M. *The intraday speed of adjustment of stock prices to earnings and dividend announcements*. **Journal of Financial Economics**, v. 13, n. 2, 223-252, 1984.

PEASNELL, K. V. *On capital budgeting and income measurement*. *Abacus*, v. 17, n. 1, p. 52-67, 1981.

PEROBELLI, F. F. C.; NESS JUNIOR, W. L. **A reação do mercado acionário a variações inesperadas nos lucros das empresas: um estudo sobre a eficiência informacional no mercado brasileiro**. In: XXIV Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração (EnANPAD). Anais eletrônico do XXIV Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração (EnANPAD). Florianópolis (SC), 2000.

PETROBRAS. **Petróleo Brasileiro S.A.** Disponível em <<http://www2.petrobras.com.br/portugues/index.asp>> Acesso em junho, 2012.

PETROBRAS. **Petróleo Brasileiro S.A.** Disponível em <<http://www2.petrobras.com.br/portugues/index.asp>> Acesso em março, 2009.

PINDYCK, R.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. 5 Ed. Editora *Prentice Hall*. São Paulo, 2002.

PIOTROSKI, J. D. *Value investing: the use of historical financial statement information to separate winners from losers*. *Journal of Accounting Research*, v.38, p. 1-41, 2000.

PRATES, R. C.; SERRA, M. O impacto dos gastos do governo federal no desmatamento no Estado do Pará. **Nova Economia**, Belo Horizonte, n. 19, p. 95-116, janeiro/abril, 2009.

PREINREICH, G. A. D. *The fair value and yield of common stock*. *The Accounting Review*, v. 11, n. 2, p. 130-140, 1936.

PRUX JUNIOR, J. L. **Assimetria informacional e precificação das ações das empresas negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo: evidências a partir da faculdade de divulgar demonstrações contábeis em moeda constante a partir de 1996**. 135 f. Dissertação (Mestrado em Administração) Faculdade de Ciências Econômicas – Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Porto Alegre, 1998.

QUIRIN, J. J.; BERRY, K. T.; O'BRYAN, D. *A fundamental analysis approach to oil and gas firm valuation*. *Journal of Business Finance and Accounting*, v. 27, p. 785-820, setembro/outubro, 2000.

RANGEL, L. L.; DALMÁCIO, F. Z.; TEIXEIRA, A. J. C. **A relevância dos indicadores contábeis para estimativa de retorno das ações: um estudo empírico no setor de metalurgia e siderurgia.** In: XXIX Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração (EnANPAD). Anais eletrônico do XXIX Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração (EnANPAD). Brasília (DF), 2005.

REZENDE, A. J. ; LOPES, A. B. **A relevância da informação contábil no processo de avaliação de empresas da nova e velha economia - uma análise dos investimentos em ativos intangíveis e seus efeitos sobre *value relevance* do lucro e do patrimônio líquido.** In: Congresso da Sociedade Brasileira de Finanças. Anais eletrônico do 5º Encontro Brasileiro de Finanças. São Paulo, 2005.

REZENDE, A. J.; BATISTELLA, F. D.; DALMÁCIO, F. Z.; BRITO, G. A. S.; LOPES, A. B. **A relevância da informação contábil no mercado de ações brasileiro: uma análise informação societária e informação corrigida.** In: XXXII Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração (EnANPAD). Anais eletrônico do XXXII Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração (EnANPAD). Rio de Janeiro (RJ), 2008.

REZENDE, A. J.; DALMÁCIO, F. Z.; NILSEN, F. ***The impact of non-accrued contingent liability on the equity market value of Brazilian companies.*** In: 2010 American Accounting Association Annual Meeting and Conference on Teaching and Learning in Accounting – AAA. Anais do 2010 American Accounting Association Annual Meeting and Conference on Teaching and Learning in Accounting – AAA. San Francisco, 2010."

REZENDE, A. J.; MARTINS, E.; DALMÁCIO, F. Z. ***The relevance of deferred charges and goodwill in the valuation of Brazilian companies.*** In: 31st Annual Congress of European Accounting Association - EAA. Anais eletrônico do 31st Annual Congress of European Accounting Association – EAA, 2008.

RIBEIRO, E.; MENEZES NETO, L.; BONE, R. Reservas de óleo e gás em modelos de avaliação para empresas petrolíferas. **Revista Brasileira de Finanças**, v. 9, n. 4, p. 549-569, Rio de Janeiro, dezembro, 2011.

SANTOS, O. M. ***Lobbying na regulação contábil e qualidade da informação: evidências do setor petrolífero.*** 2012. 257 f. Tese (Doutorado em Ciências Contábeis). Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. Universidade de São Paulo (FEA/USP). São Paulo, 2012.

SANTOS, O. M.; LOPES, A. B.; SILVA, P. D. A. **Value relevance dos métodos contábeis *full cost* e *successful efforts* em empresas petrolíferas e considerações sobre a futura norma internacional das atividades extrativistas.** In: 10º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. Anais eletrônico do 10º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. São Paulo: Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, 2010.

SANTOS, M. A. C.; LUSTOSA, P. R. B. O efeito dos componentes do lucro contábil no preço das ações. **Revista UnB Contábil**, v. 11, n. 1-2, p.87-103, janeiro/dezembro, 2008.

SANTOS, O. M.; MARQUES, J. A. V. C.; SILVA, P. D. A. O custo de abandono nas empresas petrolíferas. **Revista de Contabilidade e Finanças** – Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, n. 41, p. 56 – 71, maio/agosto, 2006.

SARLO NETO, A.; GALDI, F. C.; DALMÁCIO, F. Z. Uma pesquisa sobre o perfil das ações brasileiras que reagem à publicação dos resultados contábeis. **Revista de Contabilidade e Organizações**, v. 3, p. 22-40, 2009.

SARLO NETO, A.; LOSS, L.; NOSSA, V.; TEIXEIRA, A. J. C. **Uma investigação sobre a capacidade informacional dos lucros contábeis no mercado acionário brasileiro.** In: 3º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. Anais eletrônico do 3º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

SARLO NETO, A.; TEIXEIRA, A. J. C.; LOPES, A. B.; LOSS, L. O diferencial no impacto dos resultados contábeis nas ações ordinárias e preferenciais no mercado brasileiro. **Revista de Contabilidade & Finanças** – USP, São Paulo, n. 37, p. 46-58, janeiro/abril, 2005.

SARLO NETO, A.; LOPES, A. B.; COSTA, F. M. **O conteúdo informativo da contabilidade: um estudo sobre o impacto da divulgação das informações contábeis no mercado brasileiro abordando o efeito liquidez.** In: 6º Encontro da Sociedade Brasileira de Finanças. Anais eletrônico do 6º Encontro da Sociedade Brasileira de Finanças. Vitória (ES), 2006.

SCARPIN, J. E.; PINTO, J.; BOFF, M. L. **A relevância da informação contábil e o mercado de capitais: uma análise empírica das empresas listadas no índice Brasil.** In: 7º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. Anais eletrônico do 7º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. São Paulo: Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, 2007.

SCHIEHL, E. **O efeito da divulgação das demonstrações financeiras no mercado de capitais brasileiro: um estudo sobre a variação no preço das ações.** 114 f. Dissertação (Mestrado em Administração). Faculdade de Ciências Econômicas – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. (UFRGS). Porto Alegre, 1996.

SEC - *Securities and Exchange Commission. Regulation S-X Rule 4-10 - Financial accounting and reporting for oil and gas producing activities pursuant to the federal securities laws and the energy policy and conservation.* 1975.

SILVA, A. F.; MACEDO, M. A. S.; MARQUES, J. A. V. C. Análise da relevância da informação contábil no setor brasileiro de energia elétrica no período de 2005 a 2007: uma discussão com foco nas variáveis LL, FC e EBITDA. **Revista Universo Contábil**, v. 8, n. 2, p. 06-24, abril/junho, 2012.

SILVA, M. A. **Aplicação de leis de potência para tratamento e classificação de tamanho de empresas: uma proposta metodológica para pesquisas contábeis.** 2008. 118 f. Dissertação (Mestrado em Controladoria e Contabilidade) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2008.

SILVA, R. L. M. **Adoção completa das IFRS no Brasil: qualidade das demonstrações contábeis e o custo de capital próprio.** Tese (Doutorado em Controladoria e Contabilidade). Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

SLOAN, R. G. *Do stock prices fully reflect information in accruals and cash flows about future earnings?* **The Accounting Review**, v.71, n.3, p. 289-315, 1996.

SPEAR, N. *The stock market reaction to the reserve quantity disclosures of U.S. oil and gas producers.* **Contemporary Accounting Research**, v. 11, n. 1, p. 381-404, 1994.

SPRADLIN, S. F. *Full costs VS successful efforts in petroleum accounting - empirical approach.* **The Accounting Review**, v. 51, n. 4, p. 953-955, 1976.

SUNDER, S. *Properties of accounting numbers under full costing and successful-efforts costing in the petroleum industry.* **The Accounting Review**, v. 51, n.1, p. 1-18, 1976.

TEALL, H. D. *Information content of Canadian oil and gas companies historic cost earnings and reserves disclosures.* **Contemporary Accounting Research**, v. 8, n. 2, 1992.

TEIXEIRA, A. J. C.; LOPES, A. B.; COSTA, F. M. ***The value-relevance of revaluation reserves in Brazil: an empirical investigation.*** In: 4º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. Anais eletrônico do 4º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. São Paulo: Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, 2004.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência/Petrobras, 2001.

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

WRIGHT, C. J.; BROCK, H. R. *Relevance versus reliability of oil and gas reserve quantity and value disclosures: the results of two decades of research.* ***Petroleum Accounting and Finance Management Journal.*** v. 18, n. 3, p. 86-110. 1999.

ZAMITH, M. R. M. A. **A nova economia institucional e as atividades de exploração e produção onshore de petróleo e gás natural em campos maduros no Brasil.** 299 f. 2005. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (PIPGE-USP), 2005.

ZANI, J. **Estrutura de capital: restrição financeira e sensibilidade do endividamento em relação ao colateral.** 248 f. 2005. Tese (Doutorado em Administração). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.