

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO**  
**RICARDO GOMES LEITE**

**RESERVAS NÃO PROVADAS DE PETRÓLEO E GÁS: uma análise sobre a  
relevância para fins contábeis e como geradora de valor para as empresas de  
exploração e produção**

**RIO DE JANEIRO**

**2021**

**Ricardo Gomes Leite**

**RESERVAS NÃO PROVADAS DE PETRÓLEO E GÁS: uma análise sobre a relevância para fins contábeis e como geradora de valor para as empresas de exploração e produção**

**Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Ciências Contábeis.**

**Orientador: Odilanei Moraes dos Santos**

**RIO DE JANEIRO**

**2021**

## FICHA CATALOGRÁFICA

L533r

Leite, Ricardo Gomes.

Reservas não provadas de petróleo e gás: uma análise sobre a relevância para fins contábeis e como geradora de valor para as empresas de exploração e produção / Ricardo Gomes Leite. – 2021. 84 f.; 31 cm.

Orientador: Odilanei Moraes dos Santos.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Faculdade de Administração e Ciências Contábeis, Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis, 2021.

Bibliografia: f. 81 – 84.

1. Reservas de petróleo e gás. 2. Reservas de petróleo - Previsão. 3. Informação contábil. I. Santos, Odilanei Moraes dos, orient. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Faculdade de Administração e Ciências Contábeis. III. Título.

CDD 333.82311

Ficha catalográfica elaborada pelo bibliotecário: Luiza Hiromi Arao CRB 7 - 6787  
Biblioteca Eugênio Gudin/CCJE/UFRJ

**Ricardo Gomes Leite**

**RESERVAS NÃO PROVADAS DE PETRÓLEO E GÁS: uma análise sobre a relevância para fins contábeis e como geradora de valor para as empresas de exploração e produção**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Ciências Contábeis

Aprovada em

---

Odilanei Moraes dos Santos  
Doutor em Contabilidade pela FEA/USP

---

Adriano Rodrigues  
Doutor em Controladoria e Contabilidade FEA/USP

---

Ricardo Lopes Cardoso  
Doutor em Controladoria e Contabilidade FEA/USP

## **AGRADECIMENTOS**

Neste momento, agradeço, primeiro, a Deus, essência da minha vida; sem Ele eu não seria capaz de desenvolver este trabalho.

Em segundo lugar, agradecendo, dedico este trabalho a minha esposa Giuliana Cimino, pelo apoio, pela constante parceria e compreensão, durante todos os momentos difíceis do curso, pois, sem esse suporte, eu não teria atingido meu objetivo.

Em terceiro lugar, agradeço a meus pais, que, de modo semelhante, sempre me apoiaram, investiram em meus estudos e sempre foram pilares fundamentais em minha vida acadêmica, profissional e pessoal.

Dedico também este trabalho, aos sócios da EY, com um agradecimento especial ao Roberto Santos, Mauro Moreira, por todo o suporte, essencial para viabilizar a realização de um curso de mestrado acadêmico concomitante com a carreira de auditoria, propósito desafiador, cujos efeitos pude sentir, na prática. Também, dedico ao Paulo Machado, ex-sócio da EY por sua participação e contribuição em uma das disciplinas do curso.

Por fim, agradeço ao meu orientador, sem o qual, reconheço, não teria conseguido concluir esta difícil tarefa.

## RESUMO

A presente dissertação tem como objetivo principal demonstrar a relevância das reservas não provadas para fins contábeis, analisando-as como elementos geradores de valor para as empresas. Para atender a esse objetivo, foram definidas duas etapas, consistindo a primeira na elaboração de dois cenários hipotéticos, a partir do método do valor em uso dos ativos. Então, foram definidas projeções de fluxos de caixa futuros para um horizonte de 10 anos, do período de 2020 a 2029, baseadas em estimativas econômicas e financeiras. A segunda etapa do estudo baseou-se na avaliação do cálculo do EVA® ajustado O&G para as empresas de petróleo e gás, sendo que o referido resultado demonstraria a criação de riqueza aos acionistas, considerando tanto as reservas provadas e não provadas como as variáveis relevantes nessa avaliação. Além disso, a partir do cálculo do EVA® ajustado, foi realizada a comparação entre EVA® ajustado calculado apenas pelas reservas provadas e o EVA® ajustado considerando além das reservas provadas, também as reservas não provadas, a fim de confirmar se estas, cuja divulgação não é requerida nos relatórios contábil-financeiros, geram valor para as empresas de petróleo e gás. Os resultados da primeira etapa demonstraram que, a depender das classes de reservas utilizadas pelas empresas do setor de óleo e gás para o cálculo de *impairment*, os testes podem apresentar resultados e avaliação quanto ao valor recuperável de seus ativos significativamente diferentes. Portanto, leva-se a concluir que a divulgação das reservas não provadas, como parte dos relatórios contábil-financeiros, deveria ser realizada pela administração das empresas de petróleo e gás, com o intuito de demonstrar maior transparência e comparabilidade no que tange ao cálculo e resultado do teste de *impairment* aos usuários desses relatórios contábil-financeiros das empresas de petróleo e gás. Os resultados da segunda etapa demonstraram que a inclusão dos volumes das reservas não provadas geraram efeitos positivos e significativos no cálculo do EVA® ajustado O&G, suportando a conclusão de que, apesar da não existência de requerimentos contábeis e regulatórios de divulgação das reservas não provada nos relatórios contábil-financeiros, tais classes de reservas são fontes de geração de riquezas para as empresas de petróleo e gás, pois, ainda que existam incertezas associadas quanto à viabilidade econômica dessas reservas, os resultados do estudo evidenciaram que é apropriado considerar, em alguma instância, as reservas não provadas nos cálculos do EVA® para as empresas do setor de petróleo e gás.

**Palavras-chave:** Reservas provadas; Reservas não provadas; EVA®; *impairment*; e indústria de petróleo e gás.

## ABSTRACT

The main objective of this dissertation is to demonstrate the relevance of unproved reserves for accounting purposes, analyzing them as elements that generate value for companies. To meet this objective, two stages were defined, the first consisting of the preparation of two hypothetical scenarios, based on the asset value in use method. Then, future cash flow projections were defined for a 10-year horizon, from 2020 to 2029, based on economic and financial estimates. The second stage of the study was based on the evaluation of the O&G adjusted EVA® calculation for oil and gas companies, and that result would demonstrate the creation of wealth for shareholders, considering both proved and unproved reserves and relevant variables in this assessment. In addition, from the calculation of adjusted EVA®, a comparison was made between adjusted EVA® calculated only by proved reserves and adjusted EVA® considering, in addition to proved reserves, also unproved reserves, in order to confirm whether these, whose disclosure is not required in accounting and financial reports, they generate value for oil and gas companies. The results of the first stage showed that, depending on the classes of reserves used by companies in the oil and gas sector for the calculation of impairment, the tests may present significantly different results and assessments regarding the recoverable value of their assets. Therefore, it is concluded that the disclosure of unproved reserves, as part of the accounting and financial reports, should be carried out by the administration of the oil and gas companies, in order to demonstrate greater transparency and comparability with regard to the calculation and result of the impairment test to users of these accounting-financial reports of oil and gas companies. The results of the second stage showed that the inclusion of the volumes of unproved reserves generated positive and significant effects in the calculation of the adjusted EVA® O&G, supporting the conclusion that, despite the lack of accounting and regulatory requirements for the disclosure of unproved reserves in the accounting-financial reports, such classes of reserves are sources of wealth generation for oil and gas companies, because, although there are uncertainties associated with the economic viability of these reserves, the results of the study showed that it is appropriate to consider, in some instance, unproved reserves in EVA® calculations for companies in the oil and gas sector.

**Key words:** Proved reserves, unproved reserves, EVA®, *impairment*, oil and gas industry.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Classificação dos recursos .....	22
Figura 2 - Definição das categorias de reservas sumarizadas .....	25
Figura 3 - Detalhamento do cálculo do NOPAT .....	56
Figura 4 - Detalhamento do cálculo do NOPAT com ajuste das reservas não provadas .....	56

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Volumes declarados pelos operadores, discriminados por ambiente e bacia .....	16
Tabela 2 - Reservas e recursos de óleo e gás em 2016 .....	17
Tabela 3 - Comparação das definições de reserva provada .....	25
Tabela 4 - Resumo do histórico da normatização no setor petrolífero .....	33
Tabela 5 - Esforços bem-sucedidos versus custo total .....	38
Tabela 6 - Empresas selecionadas para o estudo.....	47
Tabela 7 - Valores estimados de receita de venda de óleo e gás com base nas reservas provadas .....	49
Tabela 8 - Valores estimados de receita de venda de óleo e gás com base nas reservas provadas e não provadas .....	50
Tabela 9 - Preço do barril de óleo equivalente.....	51
Tabela 10 - Valores projetados de CAPEX e OPEX no cenário I.....	53
Tabela 11 - Valores projetados de CAPEX e OPEX no cenário II .....	53
Tabela 12 - ROI calculado com as reservas provadas .....	57
Tabela 13 - ROI calculado com as reservas provadas e não provadas .....	58
Tabela 14 - Fator $\beta$ no período de 2010 a 2019.....	60
Tabela 15 - Custo de oportunidade do capital próprio (Ke) no período de 2010 a 2019.....	60
Tabela 16 - Custo de oportunidade do capital de terceiros (Ki) no período de 2010 a 2019...	61
Tabela 17 - Representatividade do capital próprio (WPL) .....	61
Tabela 18 - Representatividade do capital próprio (WP).....	62
Tabela 19 – Taxas WACC no período de 2010 a 2019 .....	62
Tabela 20 - Fluxo de caixa calculado com base nas reservas provadas.....	63
Tabela 21 - Fluxo de caixa calculado com as reservas provadas e não provadas .....	65
Tabela 22 - Valor recuperável calculado pelas reservas provadas (Cenário I) .....	68
Tabela 23 - Valor recuperável calculado pelas reservas provadas e não provadas (Cenário II) .....	69
Tabela 24 - Resultado do EVA ajustado O&G com reservas provadas .....	72
Tabela 25 - Resultado do EVA adicionado às reservas não provadas.....	75

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	11
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO.....	11
1.2 PROBLEMA DE PESQUISA.....	14
1.3 OBJETIVO E JUSTIFICATIVA.....	15
<b>2. REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	19
2.1 A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS .....	19
2.2 RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS .....	20
2.3 RELEVÂNCIA DA INFORMAÇÃO CONTÁBIL .....	26
2.4. REQUERIMENTOS DE DIVULGAÇÃO DE RESERVAS NAS INFORMAÇÕES CONTÁBIL-FINANCEIRAS .....	29
2.5 REDUÇÃO AO VALOR RECUPERÁVEL DE ATIVOS (IMPAIRMENT).....	32
2.6 VALOR ECONÔMICO ADICIONADO (EVA®- ECONOMIC VALUE ADDED).....	39
2.6.1 Cálculo do EVA .....	40
2.6.2 Ajustes no cálculo do EVA®.....	42
<b>3. METODOLOGIA</b> .....	45
3.1. TIPO DE PESQUISA .....	45
3.2 SELEÇÃO DA AMOSTRA.....	45
3.3 ETAPA 1: O USO DAS RESERVAS NÃO PROVADAS PARA FINS DO CÁLCULO DE IMPAIRMENT.....	46
<b>3.3.1 Premissas utilizadas na Etapa 1</b> .....	47
3.3.1.1 Estimativa da produção de óleo e gás .....	48
3.3.1.2 Preço do barril equivalente de óleo.....	49
3.3.1.3 Taxa de desconto .....	50
3.3.1.4 CAPEX e OPEX.....	51
3.3.1.5 Royalties .....	52
3.3.1.6 Valor contábil do ativo.....	53
3.4 ETAPA 2: RESERVAS NÃO PROVADAS COMO GERAÇÃO DE VALOR PARA AS EMPRESAS..	53
<b>3.4.1 Premissas utilizadas na Etapa 2</b> .....	54
3.4.1.1 Dados do cálculo EVA®.....	54
3.4.1.2 Cálculo do resultado operacional após impostos (NOPAT).....	54
3.4.1.3 Cálculo do Capital Investido (CI).....	56
3.4.1.4 Retorno sobre o investimento (ROI).....	56
3.4.1.5 Cálculo do WACC.....	57
<b>4. EVIDÊNCIAS DO ESTUDO</b> .....	62
<b>5. CONCLUSÃO</b> .....	76
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	79

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Sobre a origem do petróleo e do gás, a teoria mais amplamente aceita é a orgânica, a qual sustenta que o petróleo (hidrocarboneto) é formado a partir de material orgânico, incluindo plantas e animais que viveram há milhões de anos nas planícies e nos oceanos no mundo, e cujos restos foram sendo depositados, ao longo do tempo, sobre camadas e mais camadas de partículas erodidas de rochas ígneas (WRIGHT; GALLUN, 2008).

Segundo Wright e Gallun (2008), o peso e a pressão das camadas subjacentes fizeram com que partículas de rocha erodidas formassem rochas sedimentares. Além desses fatores, existem outros ainda não totalmente compreendidos, como os processos químicos e bacterianos, que alteraram o material orgânico em petróleo e gás.

As operações comerciais de petróleo e gás têm objetivos que vão desde encontrar, extrair, refinar, até a venda de óleo e gás em condições brutas, bem como produtos derivados. Tais atividades requerem significativo investimento de capital, além de longos prazos para descobrir e extrair os hidrocarbonetos, encontrado, quase sempre, em condições ambientais desafiadoras, com resultados incertos (PwC, 2017).

O segmento conhecido como Exploração e Produção (E&P) é caracterizado não apenas pelo elevado nível de risco, pela ausência de correlação entre a magnitude dos gastos e pelo volume de reservas a serem descobertas, mas também pelo altíssimo nível de regulamentação e pelas complexas regras fiscais e/ou pelo longo período de retorno do investimento (WRIGHT; GALLUN, 2008).

A indústria do petróleo e gás apresenta particularidades em relação às demais indústrias, principalmente, no que tange aos recursos minerais, denominados como reservatórios ou reservas. Os recursos minerais apresentam alto grau de incertezas, tanto em relação às quantidades, identificáveis por meio de estudos geológicos e geofísicos, quanto em termos de viabilidade na extração e comercialização. Desse modo, segundo análise de Wright e Gallun (2008), para que a produção de petróleo e gás seja viável, a quantidade de hidrocarbonetos no reservatório deve ser suficiente, de tal modo que justifique o custo da produção e sua comercialização.

As reservas estão associadas ao seu potencial volume e, principalmente, ao grau de incerteza de viabilidade comercial, sendo classificadas como: provadas, prováveis e possíveis, ou, respectivamente, 1P, 2P e 3P. Para fins desta dissertação, as reservas 2P e 3P serão determinadas como reservas não provadas (*unproved*).

Segundo Jennings, Feiten e Brock (2000), estabelecer a estimativa de uma reserva é um processo complexo, impreciso, requerendo uma síntese de diversos dados geológicos, como estrutura da rocha, características dos reservatórios; além da análise da engenharia dos fluidos quanto aos níveis de pressão e de temperatura. No processo de estimativa das reservas, o julgamento do engenheiro está apoiado em seu conhecimento técnico bem como nas condições econômicas, que devem permitir, também, viabilizar a recuperabilidade da reserva. Sobre esse tema, diversos estudos já foram realizados, podendo-se citar: Arps (1945); Holtz (1993); Cronquist (2001); Cheng *et al.* (2005) e Bassil e Hamacher (2004).

Observa-se que as discussões sobre as reservas não se restringem às complexas relações entre estimativas *versus* incertezas, mas também são colocadas em pauta as respectivas divulgações nos relatórios contábil-financeiros das empresas de E&P.

Estudos sobre as divulgações das reservas também já foram publicados, como, por exemplo, o trabalho de Niyama, Moreira e Aquino (2006), que comparou os critérios de divulgação entre diferentes órgãos internacionais; e o estudo de Munch *et al.* (2007), que pesquisou se os investidores e usuários das demonstrações financeiras possuíam informações suficientes sobre as reservas para suas tomadas de decisões.

Segundo Munch *et al.* (2007), as reservas são os principais “ativos”, representando um “estoque oculto” de uma mercadoria comercial, que afeta, diretamente, o lucro e a longevidade de uma empresa de E&P. Entretanto, diante de sua relevância, e considerando o fato de não serem reconhecidas nos balanços dessas empresas, sua relevância é elevada, em termos de divulgações, em notas explicativas, como parte integrante dos relatórios contábil-financeiros. Os ativos que representam as reservas são reconhecidos nos balanços das empresas somente quando são extraídos, sendo reconhecidos, então, como estoques e, posteriormente, como receita, pela venda do petróleo e do gás.

Por outro lado, os gastos com aquisição e exploração, associados a futuras descobertas de reservas, são registrados nos livros contábeis e divulgados nas demonstrações financeiras,

gerando uma aparente incongruência contábil. E é essa aparente incongruência que motivou a análise desta dissertação.

As estimativas de reservas requerem alto grau de julgamento por parte da empresa para seus cálculos, os quais poderão variar de forma significativa a depender do julgamento da empresa e de suas políticas. Jennings, Feiten e Brock (2000), por meio de seus estudos, identificaram que o preço das ações de uma empresa de E&P está mais diretamente correlacionado com o fluxo de caixa histórico e esperado da produção das reservas do que com o próprio resultado corrente, apurado pela empresa.

Munch *et al.* (2009) alertam que é importante analisar, nas empresas de E&P, o tempo remanescente para exploração de suas reservas, pois, por melhor que seja a produção atual, se o tempo dessa produção for muito curto, a continuidade operacional da empresa poderá ser colocada em risco.

Wright e Gallun (2008), por sua vez, destacam que os analistas de mercado de capitais utilizam as reservas como importantes elementos para estimativas de lucratividade, de produção futura, de longevidade dos reservatórios e até mesmo na avaliação do valor de mercado de empresas.

Considerando a influência que exercem sobre a avaliação operacional e financeira das empresas de E&P, há alguns anos, as reservas vêm sendo objeto de discussões e dando origem à emissão de documentos por órgãos internacionais, com o objetivo de dirimir divergências em alguns aspectos contábeis, bem como estimular as respectivas divulgações nos relatórios contábil-financeiros.

Essas discussões sobre as reservas vão além dos aspectos contábeis e de divulgação, abarcando também conceitos e definições, expressas por diferentes entidades internacionais do setor, e que são tomadas como base para empresas de E&P em diversas jurisdições, tais como:

- (i) *Committee for Mineral Reserves International Reporting Standards (CRIRSCO)*; e
- (ii) *Petroleum Resource Management System*, patrocinado pelos órgãos: *Society of Petroleum Engineers (SPE)*; *World Petroleum Council (WPC)*; *American Association of Petroleum Geologists (AAPG)*; *Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE)*; e *Society of Exploration Geophysicists (SEG)*.

Além desses referidos órgãos, a *Securities and Exchange Commission* (SEC), por meio do *Regulation S-X, Rule 4-10 Financial accounting and reporting for oil and gas producing activities (Regulation S-X)*, também, apresenta definições de reservas.

Assim, por esses regulamentos, as empresas são estimuladas a seguir métodos reconhecidos para mensuração de suas reservas e, usualmente, seguem as metodologias, orientadas pelo *Petroleum Resources Management System* (PRMS) (sistema desenvolvido pela SPE para definição, classificação e estimativa de recursos de hidrocarbonetos); e com base no *Regulation S-X* da SEC, para as empresas listadas nas bolsas de valores norte-americanas.

Além dos requerimentos quanto à metodologia de mensuração das reservas, a norma americana *Accounting Standards Codification 932 – Oil and Gas Reserve Estimation Disclosures* exige a divulgação das reservas provadas para todas as empresas listadas nas bolsas de valores norte-americanas. Destaca-se, nesse sentido, que este assunto será aprofundado no referencial teórico deste estudo, ressaltando-se que, para fins desta dissertação, as *Accounting Standards Codification* serão referidas somente como ASC.

Prosseguindo, têm-se que, apesar de os requerimentos de divulgação, baseados no ASC 932, abarcarem apenas as reservas provadas, eventualmente, as reservas não provadas são consideradas para diversos fins contábeis e, por não serem requeridas, em grande parte, não são divulgadas pelas empresas em seus relatórios contábil-financeiros.

Desse modo, cabe trazer à discussão se as divulgações apenas das reservas provadas são suficientes para os usuários dos relatórios contábil-financeiros, considerando que as reservas não provadas podem ter efeitos relevantes para fins contábeis, e, assim, deveriam ser divulgadas nos relatórios contábil-financeiros.

Atualmente, analistas financeiros e demais interessados nas informações contábil-financeiras das empresas de E&P têm acesso restrito no que tange às reservas não provadas, visto que somente um número reduzido de empresas as divulgam, de forma discricionária ou por alguma motivação específica.

## 1.2 PROBLEMA DE PESQUISA

Para Bryan e Tiras (2007), os interessados nas empresas de E&P necessitam de outras informações, além daquelas que tiveram seus efeitos divulgados por meio das demonstrações

financeiras. Com base em um estudo empírico, Harris e Ohlson (1987) investigaram sobre o quanto as divulgações das reservas impactariam o valor de mercado das empresas e concluíram haver uma relação significativa.

O volume das reservas não provadas, em algumas circunstâncias contábeis, pode se apresentar de maneira “oculta” ou “embutida”, como parte dos cálculos que geram os registros contábeis e, por isso, deveria ser divulgado em notas explicativas de imobilizado ou de provisão de abandono, por exemplo, contendo níveis de informação que auxiliem a compreensão dos efeitos contábeis, pelos usuários dos relatórios contábil-financeiros.

Portanto, se as reservas não provadas estão presentes em determinados aspectos contábeis que possuem relevância para os usuários dos relatórios contábil-financeiros, por que elas não são divulgadas?

Ademais, algumas das citadas razões por que as reservas não provadas não são divulgadas destaca-se o elevado risco de recuperabilidade comercial sobre as reservas não provadas que é, consideravelmente, maior em relação às reservas provadas, e a necessidade de investimentos significativos. Entretanto, há que se questionar ainda assim: elas não geram ou podem gerar valor para as empresas?

### 1.3 OBJETIVO E JUSTIFICATIVA

O objetivo deste estudo é demonstrar a relevância das reservas não provadas para fins contábeis, bem como analisá-las como elemento gerador de valor para as empresas. Sendo assim, por meio dos resultados alcançados, busca-se provocar uma reflexão quanto à necessidade de discussões mais profundas sobre a relevância das reservas não provadas e suas respectivas divulgações.

Nesse sentido, ressalta-se que, dependendo das características dos reservatórios e do estágio operacional do campo de petróleo e gás, as reservas não provadas podem apresentar volumes até mesmo superiores aos volumes das reservas provadas.

Portanto, partir dos dados obtidos da análise do Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural da ANP, divulgado em março de 2018, demonstra-se, na Tabela 1, a relação entre os volumes das reservas provadas (1P), das reservas não provadas (3P) e dos recursos contingentes.

Observando-se os dados da Tabela 1, nota-se que os volumes de reservas não provadas, principalmente, nas bacias de Campos e Santos são significativamente superiores aos valores das reservas provadas.

Na bacia de Campos, os volumes de reservas 3P de petróleo e gás, em milhões de m<sup>3</sup>, são de 1.234,28 e 138.321,07, enquanto os volumes referentes às reservas 1P são de 830,85 e 81.225,64, respectivamente, o que corresponde a volumes 49% e 70% superiores. Na bacia de Santos, os volumes de reservas 3P também se mostram acima dos valores de reservas 1P, sendo que os volumes das reservas 3P de petróleo e gás são de 2.323,32 e 368.445,32, e os referentes às reservas 1P são 1.090,10 e 205.428,87, representando volumes superiores de 113% e 79%, respectivamente.

**Tabela 1 – Volumes declarados pelos operadores, discriminados por ambiente e bacia**

	Petróleo (MMm <sup>3</sup> )			Gás (MMm <sup>3</sup> )		
	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos Contingentes	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos Contingentes
<b>Mar</b>						
<i>Alagoas</i>	0,06	0,06	0,00	394,97	394,97	0,00
<i>Camamu</i>	3,76	14,31	0,07	8.296,29	11.326,07	3.543,04
<i>Campos</i>	830,85	1.243,28	581,00	81.225,64	138.321,07	53.968,03
<i>Ceará</i>	1,74	2,00	5,59	197,49	216,94	334,61
<i>Espírito Santo</i>	4,35	6,23	2,55	5.329,52	8.086,09	93,35
<i>Potiguar</i>	14,22	18,80	0,53	1.909,61	2.406,32	989,44
<i>Recôncavo</i>	0,10	0,10	0,08	0,00	0,00	0,00
<i>Santos</i>	1.090,10	2.323,32	358,65	205.428,87	368.445,32	30.871,90
<i>Sergipe</i>	0,51	0,61	1,57	966,75	1.255,15	1.183,91
<b>Mar Total</b>	<b>1.945,69</b>	<b>3.608,71</b>	<b>950,04</b>	<b>303.749,15</b>	<b>530.451,94</b>	<b>90.984,28</b>
<b>Terra</b>						
<i>Alagoas</i>	0,57	1,37	0,00	1.159,85	2.482,94	296,98
<i>Amazonas</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Camamu</i>	0,00	4,41	0,00	34,88	34,88	0,00
<i>Espírito Santo</i>	4,04	7,85	2,89	404,83	485,64	163,31
<i>Parnaíba</i>	0,03	0,04	0,00	16.516,22	20.822,21	0,00
<i>Potiguar</i>	27,78	36,82	3,66	1.599,12	2.254,83	124,84
<i>Recôncavo</i>	23,47	35,49	4,79	6.196,47	10.302,43	661,80
<i>Sergipe</i>	32,16	54,85	11,04	1.027,42	1.580,23	50,94
<i>Solimões</i>	6,86	7,28	0,19	39.188,46	40.757,09	1.729,89
<i>Tucano Sul</i>	0,00	0,00	0,00	41,63	41,63	41,64
<b>Terra Total</b>	<b>94,92</b>	<b>148,11</b>	<b>22,58</b>	<b>66.168,88</b>	<b>78.761,87</b>	<b>3.069,40</b>
<b>Total (MMm<sup>3</sup>)</b>	<b>2.040,61</b>	<b>3.756,82</b>	<b>972,62</b>	<b>369.918,02</b>	<b>609.213,81</b>	<b>94.053,68</b>
<b>Total (MMbbl)</b>	<b>12.835,06</b>	<b>23.629,66</b>	<b>6.117,60</b>			

Fonte: ANP – Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural e Biocombustível (2017)

Além do cenário brasileiro, estudo realizado, em 2017, pelo órgão *UK Oil & Gas Authority* também demonstrou volume significativo de reservas 2P e 3P, conforme demonstrado na Tabela 2.

**Tabela 2 – Reservas e recursos de óleo e gás em 2016**

*Em bilhões de boe*

<b>Reserves</b>	<b>1P</b>	<b>2P</b>	<b>3P</b>
Reserves	3.6 (3.9)	<b>5.7 (6.3)</b>	7.5 (8.2)
<b>Contingent resources</b>	<b>1C</b>	<b>2C</b>	<b>3C</b>
Producing fields	0.3 (-)	<b>2.3 (-)</b>	2.5 (-)
Proposed new developments	0.9 (0.6)	<b>1.9 (1.4)</b>	3.0 (2.6)
Other discoveries	1.4 (1.5)	<b>3.2 (3.6)</b>	6.0 (7.2)
<b>Total contingent resources</b>	2.6 (2.1)	<b>7.4 (5.0)</b>	11.5 (9.8)
<b>Prospective resources</b>	<b>Lower</b>	<b>Central</b>	<b>Upper</b>
<b>Prospective resources</b>	1.9 (1.9)	<b>6.0 (6.0)</b>	9.2 (9.2)

Fonte: UK Oil and Gas Authority (2017)

Observando-se a Tabela 2, nota-se que as reservas 2P e 3P apresentam volume de petróleo e de gás, em bilhões de barris equivalente (boe), significativamente, superior ao volume associado às reservas já classificadas como 1P, sendo 5,7 de reservas 2P e 7,5 de reservas 3P, comparadas a 3,6 de reserva 1P. Assim sendo, com base nos dados das Tabelas 1 e 2, constata-se que as reservas não provadas, ou seja, reservas 2P e 3P possuem potencial de produção futura.

Estudos anteriores abordaram discussões sobre a divulgação das reservas nos relatórios contábil-financeiros, entre os quais se destaca o estudo de Niyama, Moreira e Aquino (2006), que compararam os critérios de avaliação e classificação das reservas provadas, segundo a SPE/WPC e a SEC, nas demonstrações contábeis da Petrobras.

Nessa mesma linha, Munch *et al.* (2007) destacam a dificuldade de estabelecer uma padronização para divulgar as reservas, visto que as empresas de petróleo e gás operam em todo o mundo, e que nem sempre viabilizam a existência de informações comparáveis. Os Estados Unidos, por exemplo, têm grande influência na divulgação de grande número de empresas, por meio dos padrões de divulgação da SEC, tendo em vista que as principais empresas do setor operam na Bolsa de Valores de Nova Iorque.

Ainda em seu estudo, Munch *et al.* (2007) mencionam, como exemplo de divulgação de reservas em diferentes padrões, a Petrobras, que divulga a quantidade das reservas de acordo com os padrões da SEC e da Sociedade de Engenheiros de Petróleo (SPE) em um mesmo relatório, que é enviado para a Bolsa de Valores de Nova Iorque.

Por fim, Munch *et al.* (2007) concluíram que os analistas do mercado necessitam de uma informação precisa e comparável, já que as reservas de petróleo e gás podem influenciar nas decisões de investimento em empresas de E&P, considerando que representam um “valor oculto” nos balanços, o qual, se estivesse computado nos relatórios financeiros, poderia alterar, de forma relevante, as análises e decisões de investimentos.

Estudos como o de Aboody (1996) e Bernard e Schipper (1994) não abordam, especificamente, questões sobre reservas, mas discutem sobre o impacto no preço das ações das empresas de E&P, por exemplo, como consequência da mudança nos preços do petróleo. Esse fato levou ao reconhecimento de *impairment* nos relatórios contábil-financeiros, impactando o lucro líquido das empresas.

Outros estudos estenderam as discussões sobre o valor das reservas para as empresas de petróleo e gás, tendo como foco demonstrar o valor que tais divulgações possuem sobre o valor das ações, ou seja, o quanto os usuários enxergam de valor nas reservas divulgadas pelas empresas.

Dentre esses estudos, destaca-se o de Ribeiro *et al.* (2011), o qual quantificou, por meio de métodos de regressão, a influência do volume de reservas provadas de óleo e gás no valor de mercado do patrimônio líquido das empresas integradas de petróleo, que possuíam ações listadas na Bolsa de Valores de Nova York. Nessa linha, destacam-se, ainda, os estudos de Harris e Ohlson (1987), Alciatore (1993), Spear (1994) e Gonçalves e Godoy (2007), que tiveram como foco avaliar o efeito das reservas provadas como forma de valor para as empresas de petróleo e gás.

Outrossim, os estudos elaborados por Niyama, Moreira e Aquino (2006) e Munch *et al.*, (2007) reforçam a relevância de discussões e estudos mais profundos sobre as informações de reservas, divulgadas nos relatórios contábeis-financeiros das empresas de E&P. Já os estudos de Bernard e Schipper (1994), Aboody (1996) e Ribeiro *et al.*, (2011) demonstram que as informações divulgadas influenciam os seus usuários e, conseqüentemente, os preços das ações dessas empresas.

Todos esses estudos mencionados tiveram como variáveis de pesquisa as reservas provadas, seja para análises quanto à divulgação das reservas, seja com a finalidade de avaliação do impacto das reservas provadas no valor das ações das empresas.

Desse modo, visto que nenhum desses estudos teve como variável de análise as reservas não provadas, o objetivo que dá origem a esta dissertação é estudar e engajar discussões quanto à relevância da divulgação das reservas não provadas nos relatórios contábil-financeiros, bem como na geração de valor para as empresas de petróleo e gás. Justifica-se, assim, este estudo por tratar-se da análise de uma variável, as reservas não provadas, praticamente, não explorada em estudos anteriores.

## 2. REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS

Conforme Gauto (2016), o setor de petróleo e gás, resumidamente, surge com a descoberta de uma bacia sedimentar de petróleo, a qual envolve um estudo complexo, com a utilização de técnicas de exploração para indicar o local onde perfurar o poço descobridor. Nessa fase, são necessários conhecimentos geológicos e dados geofísicos, para, a partir da descoberta de volume de petróleo, percorrer um longo caminho até a implantação de um plano de desenvolvimento com poços produtores.

O petróleo e o gás, durante a etapa de produção, são, então, transportados de um lugar para o outro para a estocagem, o refino e a comercialização. Posto isso, segundo observam Rodrigues e Silva (2012), se estabelece uma subdivisão da indústria de petróleo e gás em três grandes segmentos:

- (i) Exploração e produção (E&P): empresas petrolíferas que exploram reservatórios subterrâneos, descobrindo e produzindo hidrocarbonetos;
- (ii) Refino: refinarias de óleo e plantas de processamento de gás natural, que separam e processam os gases e hidrocarbonetos fluidos em vários produtos comercializáveis, comumente chamados de derivados; e
- (iii) Transporte, distribuição e estocagem: meios de transporte dos hidrocarbonetos dos campos de produção até as refinarias de óleo e plantas de processamento de gás natural. Os derivados são transportados por vários meios até os pontos de distribuição de varejo, como os postos de gasolina (por exemplo, consumidores finais).

Ainda, segundo Rodrigues e Silva (2012), o segmento de E&P é também chamado *upstream*, e *downstream* é o nome dado aos outros dois segmentos, conjuntamente.

Além disso, adiciona-se que as empresas que possuem ambas as operações são conhecidas como verticalmente integradas (ou simplesmente integradas) na indústria de petróleo e gás, já as empresas que estão envolvidas somente na atividade de *upstream* são denominadas independentes.

## 2.2 RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS

De acordo com Gauto (2016), o petróleo é encontrado onde ocorreu o acúmulo de material orgânico, conhecido como bacias sedimentares. E, dependendo das condições de temperatura e pressão, da idade geológica da rocha, entre outros fatores, suas características variam conforme a região onde é encontrado.

Segundo a ANP (2016), diferente das reservas, que são volumes de petróleo e ou gás natural, contidos nos reservatórios, que podem ser produzidos em determinado momento, pois a tecnologia necessária para extraí-los está disponível e o preço a que o produto está sendo comercializado é alto o suficiente para cobrir seus custos de produção, as rochas reservatórios ou simplesmente reservatórios, consistem de acumulação de petróleo e gás natural em determinada camada do subsolo.

É importante não se confundir esses dois conceitos, destacando-se que, o que diferencia uma reserva de um reservatório é a viabilidade de extração e comercialização. Assim, segundo Jennings, Feiten e Brock (2000), denomina-se reserva os volumes estimados de petróleo e gás recuperáveis contidos no reservatório de petróleo e gás.

Segundo a SPE, os recursos minerais, de acordo com a maturidade ou *status* (amplamente correspondente à sua chance de comercialização), são classificados, a partir de três classes principais, como: Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos.

Denomina-se “reserva” a parte economicamente viável de um recurso mineral, que pode ser subdividida em classes, definidas com base no intervalo de incerteza e quanto à quantidade estimada como viavelmente comercial. Assim, é classificada como: 1P (provada), 2P (provada mais provável) e 3P (provada mais provável mais possível).

Já os “recursos”, também conforme a SPE, podem ser contingentes ou prospectivos, e representam uma concentração de material de interesse econômico, de tal forma que a quantidade e a qualidade existentes possuem perspectivas razoáveis para uma eventual extração. A localização, a quantidade, o teor, as características geológicas e a continuidade de um recurso mineral são conhecidas, estimadas ou interpretadas, a partir de evidências geológicas específicas.

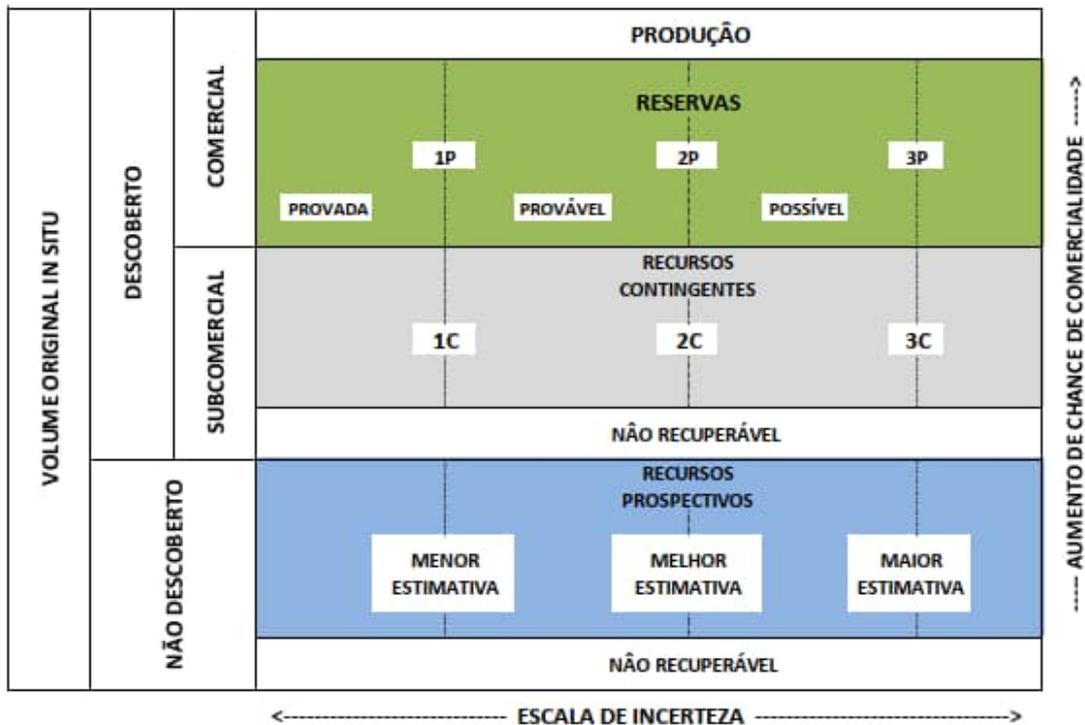
Assim como as reservas, as categorias equivalentes aos recursos contingentes são definidas como 1C, 2C e 3C, enquanto, para os recursos prospectivos, são usados *low estimate*, *best estimate* e *high estimate*.

Para Wright e Gallun (2008), existem duas grandes categorias de metodologias para determinar a estimativa de reservas, usadas pelos engenheiros e geólogos, a determinística e a probabilística, ambas envolvendo uma grande dose de incerteza.

Ainda de acordo com Wright e Gallun (2008), com base nessas duas metodologias, a SPE e o WPC desenvolveram as definições de reservas estimadas. Desse modo, quando é utilizada a metodologia determinística, são incluídas as reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas; e, quando utilizada a metodologia probabilística, incluem-se as reservas provadas (1P), prováveis (2P) e possíveis (3P) (WRIGHT; GALLUN, 2008).

A estimativa de reservas é tão complexa e singular que, muitas vezes, as empresas do setor de petróleo e gás recorrem a empresas renomadas no mercado, como, por exemplo: DeGolyer & MacNaughton e Gaffney, Cline & Associates, para a obtenção de relatórios independentes sobre avaliação e mensurações de suas reservas. Na Figura 1, ilustra-se a classificação dos recursos com base no nível de incerteza e nas chances de recuperabilidade comercial.

**Figura 1 – Classificação dos recursos**



Fonte: ANP – Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural e Biocombustível (2017).

Na Figura 1, observa-se a apresentação dos recursos minerais classificados em três grupos: Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos, separados por um intervalo de incerteza quanto à recuperabilidade comercial. As reservas são classificadas em 1P, 2P e 3P, com base na estimativa quanto às chances de viabilidade comercial; enquanto os recursos contingentes são apresentados em uma classificação equivalente, em 1C, 2C e 3C; e os termos, estimativa baixa (*low estimate*), melhor estimativa (*best estimate*) e estimativa alta (*high estimate*), por sua vez, são usados para classificar os recursos prospectivos.

Em termos de *status* operacional e de investimento, as reservas provadas, segundo o PRMS, podem ser subdivididas em: desenvolvida produzindo (*developed producing*); desenvolvida não produzindo (*developed nonproducing*); e não desenvolvida (*undeveloped*).

A SEC estabeleceu a *Rule 4-10(a) Regulation S-X of the Securities Exchange Act of 1975*, definindo as reservas provadas como:

- (a) As reservas provadas de petróleo e gás são as quantidades estimadas de petróleo bruto, gás natural e líquidos de gás natural, que dados geológicos e de engenharia demonstram, com razoável certeza, serem recuperáveis em anos futuros de reservatórios conhecidos sob condições econômicas e operacionais existentes, ou seja, preços e custos a partir da data em que a estimativa é feita. Os preços incluem a consideração de alterações nos preços existentes, fornecidos por acordos contratuais, mas não em escalonamentos com base em condições futuras.

Desse modo, de acordo com a definição da SEC, a estimativa das reservas deve basear-se em dados geológicos e de engenharia, além de observar as condições econômicas, como preço do petróleo e do gás.

As variações dos preços do petróleo e do gás podem impactar economicamente a viabilidade comercial dos reservatórios, podendo levar até a uma revisão negativa no volume estimado das reservas e, ainda, em algumas circunstâncias, não ser mais classificada como reserva provada, passando, então, a ser considerada como não provada.

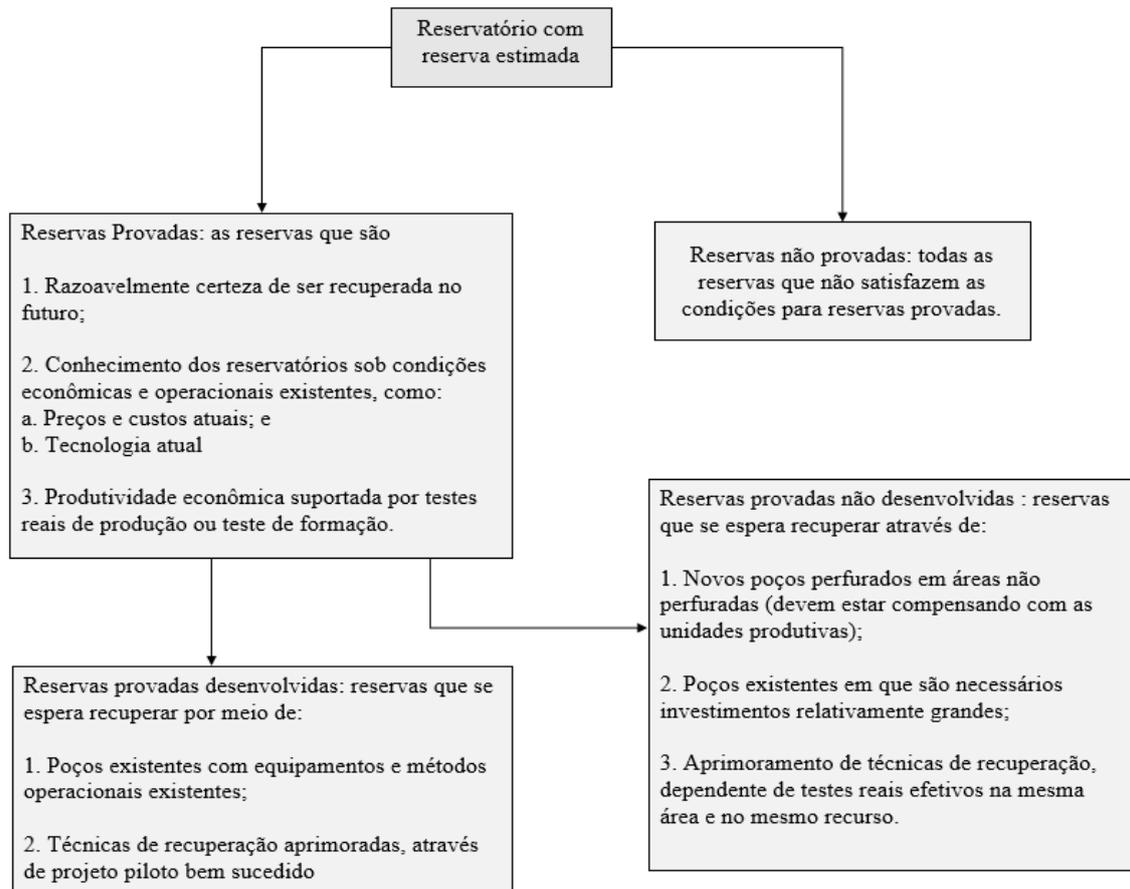
Da mesma forma que a SPE, a SEC classifica as reservas provadas em desenvolvidas e não desenvolvidas, conforme se expõe a seguir:

- (e) As reservas provadas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas que se pode esperar sejam recuperadas através de poços existentes, com equipamentos e métodos

operacionais existentes. Petróleo e gás adicionais, que se espera obter através da aplicação de injeção de fluidos ou outras técnicas de recuperação melhoradas para suplementar as forças naturais e mecanismos de recuperação primária, devem ser incluídos como ‘reservas provadas desenvolvidas’ somente após testes de um projeto piloto ou através da resposta da produção, que a recuperação aumentada será alcançada.

(f) As reservas provadas não desenvolvidas de petróleo e gás são reservas que se espera sejam recuperadas de novos poços em área não perfurada ou de poços existentes, em que é necessária uma despesa relativamente grande para recomposição. As reservas em área não perfurada devem ser limitadas àquelas unidades de perfuração que compensam as unidades produtivas com certeza razoável de produção quando perfuradas. As reservas provadas para outras unidades não perfuradas só podem ser reconhecidas onde possa ser demonstrado, com certeza, que há continuidade de produção a partir da formação produtiva existente. Sob nenhuma circunstância, as estimativas de reservas provadas não desenvolvidas podem ser atribuídas a qualquer área para a qual uma aplicação de injeção de fluidos ou outra técnica de recuperação melhorada é contemplada, a menos que tais técnicas tenham sido provadas, efetivamente, por testes reais.

Na Figura 2, apresentam-se, de forma sumarizada, as categorias das reservas de petróleo e gás.

**Figura 2** – Definição das categorias de reservas sumarizadas

Fonte: Wright e Gallun (2008)

Na Tabela 3, por sua vez, são evidenciadas as comparações dos principais itens, que podem ter impacto nas estimativas das reservas provadas, quanto à adoção das definições, conforme prevê a SPE ou SEC.

**Tabela 3** – Comparação das definições de reserva provada

Itens	SPE/WPC (1997)	U.S. SEC Regulation S-X (1987) Accounting Interpretation and Guidance
Finalidade	Aplicação geral - nenhum país específico	Relatórios para mercado de capitais
Descrição de provada	Razoável certeza de recuperabilidade comercialmente	Razoável certeza de recuperabilidade comercialmente
Descrição de provável	Mais provável que seja recuperável do que não (“more likely than not”)	Não define
Descrição de possível	Menos provável de ser recuperada do que provável	Não define
Probabilidade associada à estimativa	Provada 1P => P90 Provável 2P => P50 Possível 3P => P10	Não endereça
Desenvolvimento e categoria do <i>status</i> de produção	Desenvolvida produzindo e não produzindo. Não desenvolvida	Desenvolvida e não desenvolvida

Fonte: Elaborada pelo autor, a partir do “Mapping” Subcommittee Final Report – December 2005 – Comparison of Selected Reserves and Resources Classifications and Associated Definitions.

De acordo com a PRMS, as reservas podem ser estimadas por meio dos métodos determinístico ou probabilístico. O método determinístico (incremental) é amplamente utilizado em ambientes *onshore* maduros, em que um único valor histórico é usado para cada parâmetro, restando um único resultado para o recurso ou estimativa de reservas.

Os volumes estimados podem ser classificados como provado, provável ou possível, dependendo do nível de incerteza. Cada uma dessas categorias pode estar relacionada a áreas ou volumes específicos no reservatório.

O método probabilístico, usualmente, é implementado usando a análise de Monte Carlo. Nesse caso, são realizadas a distribuição de incerteza dos parâmetros de entrada e a relação (correlações) entre eles. A técnica, então, consiste em derivar uma distribuição de saída com base na combinação dessas suposições de entrada, desenvolvendo uma probabilidade completa de distribuição de resultados possíveis, dos quais três resultados representativos são selecionados (por exemplo, P90, P50 e P10, que equivalem a provado, provável e possível).

A extrapolação da curva é encarada quando a produção futura atinge o limite econômico do campo, o qual ocorre quando a produção é muito baixa para fornecer entrada de caixa pela venda de petróleo e gás, que sobreponha às saídas de caixa, ou seja, o custo operacional. A precisão de tais curvas, geralmente, melhora à medida que os dados históricos de produção são acumulados. A curva de declínio da produção, em geral, observa os seguintes padrões:

- (i) Exponencial: quando o declínio percentual por ano é relativamente constante, como um declínio de dez por cento ao ano; ou
- (ii) Hiperbólica: quando o declínio percentual por ano diminui ao longo da vida produtiva do poço.

Posto isso, observa-se que existem, sim, efeitos contábeis, que são registrados nos livros contábeis e divulgados nas demonstrações financeiras. Esses efeitos utilizam as reservas como bases de cálculos, que são designadas como: estimativas de *impairment*, depreciação e provisão de abandono, além dos gastos para alcançar as reservas provadas e não provadas.

### 2.3 RELEVÂNCIA DA INFORMAÇÃO CONTÁBIL

Segundo Iudícibus (1995) e Lopes (2002), a contabilidade é caracterizada como o meio mais eficiente de fornecer aos gestores informações úteis ao processo de tomada de decisão, tanto sobre a gestão do empreendimento, a implementação de novas tecnologias, como sobre a melhoria dos controles internos.

É a partir das informações contábeis que as empresas elaboram seus balanços. A análise desses balanços permite obter informações importantes sobre a posição econômica e financeira de uma empresa (IUDÍCIBUS, 1995).

Dalmácio *et al.* (2013) ressaltam que os analistas de mercado utilizam as informações contábeis, divulgadas pelas empresas, para avaliar os seus desempenhos e alcançar conclusões sobre resultados futuros, quanto à capacidade de honrar suas obrigações, ou até mesmo para verificar se suas operações oferecem uma rentabilidade, alinhada com as expectativas de seus acionistas.

A partir da adoção das normas internacionais ou IFRS (*International Financial Reporting Standards*), é notável a existência, cada vez maior, de normatizações contábeis para promover a harmonização e, principalmente, para assegurar a divulgação de informações relevantes pelas empresas. As empresas passaram a seguir, em suas demonstrações financeiras, requerimentos quanto à divulgação de informações que até então não eram exigidas, ou mesmo eram tidas como irrelevantes.

No Brasil, o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), órgão condutor do processo de convergência às IFRS, resalta a relevância das informações contábeis, através da estrutura conceitual, o CPC 00 (R2):

Informações financeiras relevantes são capazes de fazer diferença nas decisões tomadas pelos usuários. Informações podem ser capazes de fazer diferença em uma decisão, ainda que alguns usuários optem por não tirar vantagem delas ou já tenham conhecimento delas a partir de outras fontes (COMITÊ DE PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS, 2019, 2.6).

Conforme mencionado no CPC 00 (R2), informações financeiras relevantes são aquelas capazes de fazer diferença nas tomadas de decisões. No que tange à divulgação das informações relevantes, as normas contábeis têm por objetivo assegurar que as empresas divulguem, pelo menos, as informações mínimas, desde que sejam suficientes para atendimento de seus usuários.

Apesar de alguns estudos, como de Welker (1995), Botosan (1997, 2006) e Lopes e Alencar (2010), demonstrarem as vantagens sobre as divulgações, como, por exemplo, uma maior liquidez das ações no mercado de capitais, as empresas nem sempre estão dispostas a aumentar o nível divulgação contábil.

Nesse caso, ainda, podem ocorrer situações em que as informações mínimas, requeridas pelas normas contábeis, não sejam suficientes para permitir que os usuários das demonstrações contábeis entendam os impactos de transações, eventos ou condições relativas à posição financeira e ao desempenho de uma empresa. É nesse contexto, então, que as informações adicionais, além das mínimas requeridas, devem ser divulgadas pelas empresas (EY, 2017).

Devido a particularidades do setor petrolífero, as informações divulgadas nas demonstrações financeiras das empresas desse segmento, em grande parte, não são encontradas em divulgações de empresas de outros segmentos. (WRIGHT; GALLUN, 2008).

As informações contábil-financeiras das empresas do setor petrolífero, principalmente as chamadas *majors*, que são as grandes empresas, em nível mundial, especializadas nas atividades de petróleo e gás, são constantemente acompanhadas por investidores e analistas financeiros, com principal objetivo de mensurar e projetar o desempenho financeiro e operacional dessas empresas e, assim, projetar a flutuação futura do preço das respectivas ações (MISUND *et al.*, 2005).

Estudos, como os de Gallun *et al.* (1993), Johnston e Johnston (2006) e Brock *et al.* (2007), apresentam discussões sobre o nível de informações contábeis apresentadas pelas empresas do setor de petróleo e gás, analisando se elas são suficientes para auxiliar nas tomadas de decisões. Tais discussões estão substanciadas pelo fato de que as reservas só são evidenciadas quando forem, efetivamente, extraídas e vendidas, ou seja, não são evidenciadas no balanço patrimonial quando descobertas.

Naggar (1978), Adkerson (1979), Deakin (1979), Magliolo (1986) e Harris e Ohlson (1987, 1990) afirmam que, por serem consideradas seu principal patrimônio e, portanto, de suma importância aos usuários e tomadores de decisões, as reservas devem ser divulgadas pelas empresas. O não reconhecimento das reservas no balanço patrimonial exige que os investidores e/ou credores utilizem outros critérios, como a análise de determinados indicadores (*key ratios* ou *performance measures*), para avaliar o sucesso operacional e o desempenho futuro das empresas (WRIGHT; GALLUN, 2008).

Segundo Matarazzo (2010), os indicadores servem para avaliar os aspectos econômico e financeiro das empresas e, no que tange às empresas de E&P, dois relevantes indicadores podem ser destacados: (i) índice de reposição das reservas (*reserve replacement ratio*), e (ii) índice de vida útil das reservas (*reserve life ratio*). O destaque desses indicadores se dá por apresentarem as reservas provadas como principal componente de cálculo.

O índice de reposição das reservas mede a capacidade de sucesso da empresa em substituir a produção e, conseqüentemente, mede a capacidade de uma empresa em continuar a operar no futuro. Vale lembrar, nesse sentido, que uma empresa que não está substituindo suas reservas corre o risco de esgotá-las e, em consequência, poderá ter dificuldades de continuidade operacional.

As reservas podem ser substituídas por vários meios, principalmente através de novas descobertas, extensões da vida útil, novas aquisições de áreas próximas e revisões de estimativas anteriores. A reposição de reservas por meio de revisões de estimativas anteriores pode ser problemática e é vista por alguns como uma fonte artificial de crescimento. Desse modo, espera-se que, aplicando-se a fórmula do índice de reposição de reservas, demonstrada a seguir, as empresas, no estágio operacional, apresentem um índice de substituição de reservas de pelo menos 1.

$$\text{Índice de Reposição de Reservas} = \frac{\text{Extensões e descobrimentos} + \text{Melhorias na recuperação}}{\text{Revisão de estimativas anteriores} + \text{Produção}}$$

Nesse sentido, deve-se destacar que podem existir variações na forma de cálculo, dependendo da operação da empresa e/ou do propósito da avaliação a ser realizada.

Por outro lado, o índice de vida útil das reservas mede a razão de vida da reserva, a fim de aproximar ou medir o número de anos que a produção poderia continuar na taxa de vida atual, se nenhuma nova reserva fosse adicionada. Quanto maior a taxa de vida de reserva, maior o tempo que uma empresa é capaz de gerar fluxo de caixa suficiente para cobrir suas obrigações financeiras, mesmo que reduzissem as atividades de exploração e descoberta, assumindo, então, que a produção atual gera fluxo de caixa suficiente para cobrir as obrigações financeiras. O indicador pode ser calculado da seguinte forma:

$$\text{Índice de vida útil das reservas} = \frac{\text{Total das reservas provadas no início do período}}{\text{Produção}}$$

Alguns estudos já foram realizados com o objetivo de avaliar o impacto desses indicadores no mercado de capitais, por meio da variação no preço das ações das empresas de E&P. Por exemplo, Spear (1996) examinou as divulgações de reservas no *supplemental* requerida à época pelo SFAS 69 (atualmente ASC 932), com o objetivo de investigar o poder explicativo de indicadores, baseado nas reservas provadas, utilizadas por especialistas na avaliação de performance das empresas do segmento de petróleo e gás.

Dentre os resultados obtidos, apesar de não ser consistente entre todas as empresas avaliadas, evidenciou-se reação do mercado favorável para empresas que apresentaram bons indicadores de reposição de suas reservas (SPEAR, 1996). Os resultados de outros estudos, como de Ayers e Rayburn (1991), pareceram consistentes com os divulgados pelo estudo de Spear (1996).

#### 2.4. REQUERIMENTOS DE DIVULGAÇÃO DE RESERVAS NAS INFORMAÇÕES CONTÁBIL-FINANCEIRAS

Não é de hoje que pesquisadores e profissionais da área contábil trazem à tona discussões sobre o reconhecimento das reservas de petróleo e gás nos balanços das empresas, principalmente, quanto às respectivas divulgações em notas explicativas.

Nesse contexto, em 1998, o *International Accounting Standards Committee* (IASC), órgão antecessor ao *International Accounting Standards Board* (IASB), fundado em 2001, estabeleceu o *Steering Committee*, um colegiado voltado para estudos de contabilidade e finanças nas indústrias extrativas (*extrative industries*), a fim de desenvolver normas e discutir divergências contábeis, aplicáveis ao segmento, tais como:

- (i) em que extensão e em que momento os custos exploratórios, de aquisição e desenvolvimento dos recursos minerais ou das reservas de petróleo e gás deveriam ser capitalizados;
- (ii) métodos de depreciação (ou amortização) dos custos capitalizados;
- (iii) impactos do reconhecimento, da mensuração e divulgação das reservas; e
- (iv) definição e mensuração dos recursos minerais e das reservas.

Entretanto, dois anos após a sua constituição, especificamente em novembro de 2000, o *Steering Committee* foi encerrado sem cumprir seu objetivo.

Em julho de 2002, o IASC comunicou que, naquele momento, não seria viável concluir um projeto de normas abrangentes para as indústrias extrativas, principalmente, pelo fato de muitos países estarem em processo de transição para o *International Financial Reporting Standards* (IFRS).

Durante o ano de 2004, o IASB emitiu o *Exposure Draft ED 6 Exploration for and Evaluation of Mineral Resources*, e em dezembro do mesmo ano, publicou o IFRS 6 – *Exploration for and Evaluation of Mineral Resources*, norma que serviria como uma medida provisória apenas para as entidades do setor extrativista, com evidentes limitações, dentre elas a não determinação sobre quais métodos de gastos associados às atividades de E&P as empresas extrativistas deveriam seguir.

Desse modo, as empresas extrativistas, quando se deparam com alguma das lacunas deixadas pela IFRS 6, recorrem a outras normas internacionais, como a IAS 16 – *Property, Plant and Equipment* e a IAS 38 - *Intangible Assets*, ou, até, seguindo as normas americanas (USGAAP).

A IFRS 6 trouxe liberalidade para as empresas definirem uma política de reconhecimento de custos, como ativo de avaliação e exploração, considerando aspectos do IAS 8 – *Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors* e, assim, permitindo que as empresas continuassem utilizando as políticas contábeis de avaliação e exploração que utilizavam antes da adoção dessa norma.

Por fim, em abril 2010, o IASB publicou o *Extractive Activities Discussion Paper*, como resultado das pesquisas junto a normatizadores de diversos países. A pesquisa teve como foco principal: (i) os métodos de estimativa e classificação das reservas e recursos minerais; (ii) os métodos de contabilização das reservas, recursos minerais e gastos relacionados; e (iii) a divulgação das informações nos relatórios contábil-financeiro das empresas extrativistas. Apesar das iniciativas do IASB, nenhuma outra norma contábil para as empresas extrativistas foi publicada até hoje, além do IFRS 6.

No Brasil, o Comitê de Pronunciamentos Contábeis deixou de emitir o CPC 34 - Exploração e Avaliação de Recursos Minerais, que seria a norma brasileira correlacionada ao IFRS 6.

Dessa forma, o IFRS 6 foi a última normativa emitida, permanecendo com ele duas limitações:

- (i) definição de práticas contábeis específicas para o reconhecimento e a avaliação dos ativos de avaliação e exploração, podendo, então, as empresas seguirem suas práticas contábeis atuais, desde que estejam de acordo com o IAS 8; e
- (ii) requerimento mais específico quanto à divulgação:
  - (a) as políticas contábeis para despesas de exploração e avaliação, incluindo o reconhecimento de ativos de exploração e avaliação; e
  - (b) os valores de ativos, passivos, receitas e despesas e fluxos de caixa operacionais e de investimentos, decorrentes da exploração e avaliação de recursos minerais.

Alinhado aos requerimentos de divulgação da *Securities and Exchange Commission* (SEC), o *Financial Accounting Standards Board* (FASB) emitiu, em 2010, o *Accounting Standards Update*, referente ao *Extractive Activities – Oil and Gas Topic ASC 932 – Oil and Gas Estimation and Disclosures* (ASC 932), o qual, usualmente, é utilizado como referência para as divulgações de reserva de petróleo e gás não só pelas empresas americanas, como também por todas as empresas registradas na SEC.

Adicionalmente, em relação à prática contábil dos relatórios contábil-financeiros, até 2007, a SEC exigia que todas as empresas estrangeiras, que adotavam práticas diferentes das práticas contábeis americanas (USGAAP), apresentassem uma conciliação entre os GAAPs – *Generally Accepted Accounting Principles*. No entanto, a partir de 2007, a SEC passou a aceitar relatórios de empresas estrangeiras em IFRS.

Na Tabela 4, resume-se a evolução histórica da normatização para o setor petrolífero, na perspectiva das normas internacionais de contabilidade.

**Tabela 4 – Resumo do histórico da normatização no setor petrolífero**

<b>Data</b>	<b>Evento</b>
1998	O <i>International Accounting Standards Committee</i> (IASC), órgão antecessor ao IASB, estabeleceu o <i>Steering Committee</i> , para discussão sobre aspectos contábeis das indústrias extrativas ( <i>extractive industries</i> ), a fim de desenvolver normas contábeis e de divulgação para a indústria extrativas.
2002	O IASB indicou que não seria viável concluir um projeto abrangendo as indústrias extrativas, devido à transição de muitos países para o <i>International Financial Reporting Standards</i> (IFRS), que ocorreria em 2005.
2004	O IASB publicou o IFRS 6 – <i>Exploration for and Evaluation of Mineral Resources</i> , indicando que a norma serviria como uma medida provisória, fornecendo orientação sobre o tratamento dos custos de exploração e avaliação para empresas do setor extrativista.
2010	O IASB publicou o <i>Extractive Activities Discussion Paper</i> para recebimento de comentários. Desde então, nenhuma outra norma específica ao segmento extrativista foi emitida, inclusive o CPC 34 - Exploração e Avaliação de Recursos Minerais, até então a correlação ao IFRS 6, nunca foi emitido.

Fonte: Elaborada pelo autor.

## 2.5 REDUÇÃO AO VALOR RECUPERÁVEL DE ATIVOS (IMPAIRMENT)

Apesar de as normas internacionais, principalmente o IFRS 6, abarcarem questões específicas quanto aos gastos de avaliação e exploração, o IAS 36 – *Impairment of Assets* é utilizado como *guidance* para fins de avaliação da recuperabilidade dos ativos, assim como é utilizado para avaliação de ativos de outros segmentos.

O IAS 36 define o maior valor entre seu valor justo menos o custo de alienação (FVLCD ou *less cost of disposal*) e seu valor em uso (VIU ou *value in use*) como sendo o valor recuperável de um ativo ou de uma unidade geradora de caixa (CGU ou *cash generating unit*). Caso um desses valores, entre o FVLCD e o VIU, exceda o valor contábil do ativo, não é necessário que a empresa avalie o valor recuperável, visto que o ativo não apresenta *impairment* a ser reconhecido.

Na avaliação de *impairment* por meio do valor em uso, segundo a EY (2019), o IAS 36 exige que a projeção de fluxo de caixa, usado no cálculo do valor em uso de ativo, seja baseada em "estimativas razoáveis e suportáveis que representam a melhor estimativa da administração em uma margem de condições econômicas que existirão durante a vida útil remanescente do ativo".

Assim, conforme o IAS 36, a estimativa do valor em uso de um ativo envolve etapas, como:

- (a) estimar as entradas e saídas futuras de caixa (*cash inflows and outflows*) a serem derivadas do uso contínuo do ativo e de sua alienação final; e
- (b) aplicar a taxa de desconto apropriada a esses fluxos de caixa futuros.

A IAS 36 exige que, no cálculo da VIU, a empresa, em sua projeção de fluxo de caixa, baseie-se nos orçamentos e previsões financeiras mais recentes, aprovados pela governança, excluindo eventuais entradas ou saídas de caixa estimadas que, se espera, resultem de reestruturações futuras, melhorando o desempenho do ativo.

As premissas usadas para preparar os fluxos de caixa devem ser razoáveis e suportáveis, o que pode ser mais bem alcançado, comparando-se com dados de mercado ou com desempenho em relação aos orçamentos anteriores. Essas projeções, no entanto, não podem cobrir um período superior a cinco anos, a menos que um período mais longo possa ser justificado (IAS 36.33 (b)). As empresas podem usar um período mais longo se tiverem certeza, com base na experiência passada, de que suas projeções são confiáveis (IAS 36.33).

Na prática, a maioria das estimativas de produção, que são base para o VIU, cobrirá um período de mais de cinco anos e, portanto, a empresa, normalmente, fará previsões financeiras para o período correspondente. Ressalta-se que o uso dessas previsões de longo prazo pode ser apropriado, quando forem baseadas em reservas provadas e prováveis e taxas de produção anuais esperadas. Sobre as premissas quanto ao nível de reservas que se espera extrair, estas devem ser consistentes com as estimativas mais recentes, preparadas pelos engenheiros de reserva; as taxas de produção anual devem ser consistentes com as de um determinado período anterior especificado; e as premissas de preço e custo devem ser consistentes com o período final de premissas específicas.

Embora, normalmente, para a projeção de fluxo de caixa, usada no cálculo da VIU nas empresas de E&P, o ponto de partida para o cálculo dessa projeção tenha como base as reservas provadas, às vezes, pode ser apropriado, de acordo com a IAS 36, levar em consideração as reservas não provadas e, até mesmo, os recursos minerais que não foram, formalmente, designados como reservas minerais, os recursos contingentes.

Esse procedimento, certamente, traria impactos na avaliação do valor recuperável de um ativo, já que o valor recuperável, calculado com base nas reservas não provadas e nos recursos

minerais, seria superior ao valor recuperável, calculado somente através das reservas provadas e, por consequência, poderia resultar no não reconhecimento de um *impairment*.

Desse modo, também, uma entidade precisaria ajustar a taxa de desconto, utilizada no cálculo de VIU para os riscos adicionais associados aos recursos minerais, para os quais as estimativas futuras de fluxo de caixa não foram ajustadas (IAS 36.55). Se os riscos foram levados em consideração nas estimativas futuras de fluxo de caixa modeladas, a empresa precisa estar ciente de que deve ajustar também esse risco por meio da taxa de desconto aplicada.

Dada a longa vida útil da maioria dos campos de petróleo, devem-se considerar os níveis históricos de preços por períodos longos e avaliar como esses preços são influenciados por mudanças nos níveis subjacentes de oferta e demanda, pois variáveis como o petróleo e o gás são extremamente susceptíveis, voláteis, a esses efeitos. Logo, existem curvas de preços futuros disponíveis, fornecendo referências para premissas de preços, utilizadas para o cálculo do VIU, levando em consideração o perfil e a vida útil do campo de petróleo e gás.

Contudo, deve-se ressaltar que fazer a previsão de preços de petróleo e gás não é tão simples, visto que, geralmente, existem incertezas, que dificultam prever se as mudanças recentes nos preços dessas *commodities* são uma questão pontual ou o início de uma tendência de longo prazo.

Quando a curva de preço a prazo não se estende o suficiente para o futuro, o preço, no final da curva a prazo, geralmente, é mantido estável, ou, então, é reduzido para um preço médio de longo prazo (em termos reais), quando apropriado.

O preço dessas *commodities* é um pressuposto essencial no cálculo da VIU de qualquer campo de petróleo. Somente no contexto do teste de redução ao valor recuperável de ágio e ativos intangíveis de vida indefinida, a IAS 36 exige, especificamente, que sejam divulgadas:

- (i) uma descrição de cada premissa-chave, na qual a empresa baseou suas projeções de fluxo de caixa. As principais premissas são aquelas às quais o valor recuperável da unidade (grupo de unidades) é mais sensível; e
- (ii) uma descrição da abordagem da administração para determinar o valor atribuído a cada suposição-chave, se esses valores refletem experiências passadas ou, se apropriado, são consistentes com fontes externas de informação e, se não, como e

por que eles diferem da experiência passada ou de fontes externas de informação (IAS 36.134 (d) (i) - (ii), 134 (e) (i) - (ii)).

Para melhor esclarecer o exposto, apresenta-se, como exemplo, a divulgação da empresa BP, no 20-F, de 31 de dezembro de 2017.

As premissas de preços de longo prazo, usadas para determinar o valor recuperável com base no valor justo menos custos de venda a partir de 2023, derivam de US\$ 75 por barril para o *brent* e de US\$ 4/mmBtu para Henry Hub, ambos nos preços de 2015, inflados pelo restante da vida útil ativo (2016, US\$ 75 por barril e US\$4/mmBtu, ambos nos preços de 2015, a partir de 2022). Para determinar o valor recuperável com base no valor em uso, as premissas de preço foram infladas para 2023, mas a partir de 2023 não foram infladas.

Tanto para o valor em uso quanto para o valor justo, deduzidos os custos dos testes de redução ao valor recuperável, foram estabelecidas as premissas de preço utilizadas para o período de cinco anos até 2022, de forma que haja uma transição gradual dos preços atuais de mercado para as premissas de preços de longo prazo.

Os preços do petróleo se firmaram um pouco após a extensão dos cortes de produção da OPEP e não OPEP e o ajuste gradual nos estoques de petróleo, a partir de níveis elevados. A suposição de longo prazo da BP para os preços do petróleo é mais alta que os preços recentes do mercado, refletindo o julgamento de que preços recentes não são consistentes com o mercado capaz de produzir petróleo suficiente para atender a demanda global de forma sustentável, a longo prazo.

Os preços do gás nos EUA foram afetados pela volatilidade de curto prazo na demanda de inverno, embora permaneçam relativamente silenciosos. A suposição de preço de longo prazo da BP para o gás dos EUA é mais alta do que os preços recentes do mercado, uma vez que a produção de gás nos EUA deve crescer fortemente, apoiada pelo aumento das exportações de gás natural liquefeito, absorvendo os recursos de menor custo e exigindo maior investimento em infraestrutura.

Ao determinar o VIU, a IAS 36 permite levar em consideração as saídas de caixa, necessárias para deixar um ativo pronto para uso, podendo, então, gerar um impacto significativo em ativos relativamente novos e em campos que serão desenvolvidos ao longo do tempo. Adicionalmente, a norma permite a consideração de gastos para manter a operação; ou a substituição necessária para manter a função; ou o desempenho atual do ativo ou dos ativos na CGU deve ser incluído.

De acordo com a IAS 36, o FVLCD é o preço que seria recebido para vender um ativo, ou pago para transferir um passivo em uma transação ordenada entre participantes do mercado, na data da mensuração, menos os custos de alienação. Entretanto, destaca-se que, para fins desta dissertação, será considerado apenas o cálculo do valor recuperável através do VIU.

Outro aspecto relevante, que influencia a avaliação das empresas quanto ao *impairment* é o método adotado para o reconhecimento dos gastos exploratórios.

Segundo Jennings, Feiten e Brock (2000), os gastos de aquisição e avaliação são custos incorridos para adquirir os direitos minerais, como gastos com legalização de áreas e, usualmente, com o pagamento de bônus pelo direito de explorar, produzir em uma determinada área e avaliar jazidas de petróleo e gás. Já os gastos exploratórios são custos envolvidos na identificação e avaliação de áreas onde possam existir reservas de petróleo e gás, incluindo gastos de perfuração de poços exploratórios e testes desses poços.

Os gastos de avaliação e exploratórios são, inicialmente, capitalizados (i.e. reconhecidos como ativo) e, usualmente, definidos como propriedades não provadas (*unproved property*). Esse termo foi convencionado a partir do *Regulation S-X Rule 4-10*, permanecendo como propriedades não provadas até que sejam descobertas as reservas provadas, quando, então, são reclassificados para propriedades provadas (*proved property*) (JENNINGS; FEITEN; BROCK, 2000).

Segundo a PWC (2017), tradicionalmente, os dois métodos de reconhecimento dos custos, de avaliação e exploração (*Evaluation and Exploration*), apresentados no USGAAP, são utilizados em diversas jurisdições de forma análoga, caso as normas contábeis locais não apresentem normativas quanto ao método de custos a ser adotado. Esse é também o caso do IFRS 6, que não apresenta métodos de custos.

Os custos incorridos e capitalizados com base na prática adotada dos esforços bem-sucedidos (*successful effort* ou SE) são classificados como recursos não provados (*unproved property*) até o momento da reclassificação para recursos prováveis (*proved property*), ou no momento de seu abandono ou do reconhecimento de um *impairment*. Assim, a reclassificação dos recursos classificados como não provados para provados dependerá da definição das reservas como reservas provadas.

No método do custo total (*full cost* ou FC), os custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento são capitalizados. Diferente do método do SE, no custo total, os gastos com estudos geológicos e geofísicos, também conhecidos como G&G, além dos poços classificados como secos (*dry hole*), todos são capitalizados. Até mesmo ativos com *impairment* reconhecido ou abandonados continuam sendo parte de custos capitalizados de um centro de custo (*pool*). O *impairment* reconhecido, no método do custo total, não transita pelo resultado do exercício no momento de sua mensuração, sendo, então, reconhecido o resultado, somente, a partir da depreciação ou amortização (*Depreciation, depletion, and amortization*).

Na Tabela 5, são sumarizados os eventos operacionais do segmento de E&P, com os respectivos tratamentos contábeis, considerando os métodos de SE e FC.

**Tabela 5 – Esforços bem-sucedidos versus custo total**

<b>Item</b>	<b><i>Esforços bem-sucedidos</i></b>	<b><i>Custo total</i></b>
Custo de aquisição	Capitalizado	Capitalizado
Gastos geológicos e geofísicos (G&G)	Despesa	Capitalizado
Poço exploratório seco ( <i>dry hole</i> )	Despesa	Capitalizado
Poço exploratório bem-sucedido ( <i>successful</i> )	Capitalizado	Capitalizado
Poço desenvolvido seco ( <i>dry hole</i> )	Capitalizado	Capitalizado
Poço desenvolvido bem-sucedido ( <i>successful</i> )	Capitalizado	Capitalizado
Custo de produção	Despesa	Despesa
Amortização por centro de custo	Propriedade, Campo ou Reservatório	País

Fonte: Wright e Gallun (2008).

Para Bryant (2003), no método FC, a empresa capitaliza todos os gastos de exploração e desenvolvimento e amortiza o ativo resultante, levando em consideração a vida útil esperada dos poços, no âmbito do centro de custo. De acordo com o método SE, a empresa capitaliza, inicialmente, todos os gastos de exploração e desenvolvimento e amortiza o ativo resultante, ao longo da vida útil esperada dos poços em um campo de óleo específico.

No entanto, se uma empresa determina que um poço não é bem-sucedido, ela, então, reconhece, no resultado (*write off*), imediatamente, os custos associados a esse poço. Ou seja, o efeito líquido é composto apenas pelo método SE de exploração e desenvolvimento capitalizados.

Outrossim, diferente do SE, no método do FC, o *impairment* não é reconhecido, pois os gastos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de propriedades dentro de um centro de custo permanecem capitalizados até serem amortizados e, conseqüentemente, reconhecidos no resultado, conforme o início da produção das reservas do centro de custo.

Já em relação à amortização dos gastos capitalizados, a diferença entre os métodos, além de um possível caráter temporal quanto ao início da amortização, existe, também, diferença quanto ao cálculo, já que as bases compostas pelos gastos capitalizados são diferentes (a exemplo dos gastos de G&G e de poços exploratórios secos (*dry hole*) que, no método dos SE, são reconhecidos no resultado; e, no FC, são capitalizados).

Particularmente, para as empresas que adotam como prática SE, os custos incorridos como parte da obtenção das reservas provadas, do custo na perfuração e desenvolvimento de poços e de

equipamentos alocados aos ativos, são amortizados com base nas unidades de produção (*units of production method* ou UoP).

Uma possível diferença temporal quanto ao início da amortização pode se justificar pelo fato de que, no método SE, a amortização é realizada com base na produção das reservas provadas, definidas através de poços; enquanto, no método de custo total, a produção das reservas provadas é realizada através de um centro de custo.

A SEC, por sua vez, exige o reconhecimento do *impairment* para as empresas que adotam o método de esforços bem-sucedidos, com base na norma ASC 360 - *Property, Plant, and Equipment*. No entanto, atualmente, para as empresas que utilizam o método do custo total, não é exigida a aplicação dessa norma.

Ao contrário, para as empresas que seguem o método do custo total, a SEC, por meio do *Regulation S-X, Rule 4-10*, requer que seja executado o *ceiling test*, o qual especifica quais gastos capitalizados menos a amortização acumulada e os impostos de renda diferidos devem ser comparados ao valor de um teto (*ceiling*) ou limitação, apurado com base em premissas padronizadas pré-definidas no regulamento.

De acordo com Jennings, Feiten e Brock (2000), o teto ou limitação aos custos capitalizados líquidos da amortização, menos impostos de renda diferidos relacionados, não deve exceder, em termos gerais, a soma de: (i) o valor presente das receitas líquidas futuras de reservas provadas; mais (ii) custos sobre os recursos não provados e custos de pré-produção; mais (iii) o menor custo ou valor justo estimado dos recursos não provados, incluídos nos custos que estão sendo amortizado; menos (iv) efeitos de imposto de renda. Assim, a partir do USGAAP, caso uma empresa adote o método do FC ao invés do método dos SE, provavelmente, resultaria em diferenças quanto à mensuração e reconhecimento de valores de *impairment*.

Adicionalmente, entende-se importante mencionar que as normas internacionais, por meio do IAS 36, exigem que as empresas avaliem seus ativos em sua totalidade, independentemente do método de custo adotado, que avalie indicativos de *impairment*, conforme já detalhado nesta dissertação, no tópico 2.5.1 Redução ao valor recuperável de ativos. Nesse sentido, ressalta-se que, para fins desta dissertação, serão consideradas somente as empresas que adotam como método de custo os esforços bem-sucedidos.

## 2.6 VALOR ECONÔMICO ADICIONADO (EVA®- ECONOMIC VALUE ADDED)

No processo de gestão de empresas, informações precisas possibilitam uma visão ampla da estratégia empresarial e de como ela está sendo executada. Assim, indicadores-chave de performance facilitam a análise da situação atual, apontam desafios e melhorias a serem vencidos, bem como oportunidades de crescimento.

Dentre tais indicadores-chave, estudos como de Ehrbar (1999) e Vargas (2002) consideram, no entanto, que o Valor Econômico Agregado (EVA®), em inglês *Economic Value Added*, seria a melhor ferramenta de medida da performance empresarial.

Por outro lado, segundo McCormack e Vytheeswaran (1999), o uso do EVA na indústria de petróleo e gás tem sido um indicador pouco considerado quando comparado a outros setores, visto que as informações contábeis divulgadas pelas empresas de petróleo e gás podem não apresentar a eficácia da administração em agregar valor aos acionistas.

As muitas características econômicas do setor de E&P tornam difícil, para uma medida padrão do EVA, explicar a riqueza dos acionistas, principalmente, quanto às previsões e estimativas de descobertas de novas reservas.

E a essência dessa dificuldade está em que as atividades de exploração das empresas petrolíferas criam ativos associados a variáveis de valor, as reservas de petróleo e gás, que não são refletidas nos relatórios contábil-financeiros. Assim, como resultado, as medidas de desempenho, baseadas em contabilidade, incluindo o EVA, que são derivadas de informações contábeis, podem não fornecer informações significativas sobre a forma de gerenciamentos das empresas.

Outrossim, o sucesso passado não é uma garantia de sucesso futuro e, portanto, um histórico de produção pode, em muitos casos, não ser estimado com confiança pelos analistas de mercado de ações ou interessados nos indicadores de performance das empresas. Também, considerando os métodos de reconhecimento dos gastos exploratório, tanto pelos esforços bem-sucedidos ou pelo custo total, é importante o ajuste das despesas exploratórias para normalizar o resultado de empresas com prática contábil distinta.

Nesse contexto, o estudo elaborado por McCormack e Vytheeswaran (1999) fornece uma nova estrutura baseada em EVA®, o EVA ajustado para O&G (O&G *adjusted* EVA), criado para medição de desempenho e compensação de incentivos para empresas de petróleo e gás e para

empresas em indústrias extrativas em geral, consistindo em incorporar as alterações dos valores de reserva no cálculo do EVA®.

McCormack e Vytheeswaran (1999) demonstraram que, quando ajustado por uma medida publicamente disponível do valor das reservas de petróleo e gás, conhecida como “SEC-10”, a capacidade do EVA® de explicar o retorno anual das ações apresentou um modelo de regressão com significativo poder explicativo.

Assim, considerando o estudo de McCormack e Vytheeswaran (1999), o EVA® é capaz de revelar oportunidades de ganhos econômicos também para as empresas de petróleo e gás. No entanto, ainda não existe consenso, na literatura contábil, para o cálculo do EVA® para as empresas de petróleo e gás.

A falta de consistência no cálculo do EVA® prejudica a comparabilidade direta dos relatórios entre as empresas, como indicado no estudo de Cruz, Colauto e Lamounier (2009), que tem como problema de pesquisa encontrar uma metodologia de cálculo e divulgação do EVA®, que seja útil tanto para o mercado de capitais quanto para a gestão interna das empresas, bem como aplicável tanto em empresas que utilizam a contabilidade de acordo com as IFRS quanto em empresas que seguem as práticas contábeis adotadas no Brasil.

### **2.6.1 Cálculo do EVA**

Segundo Ehrbar (1999), a gênese das ideias relativas ao Valor Econômico Agregado, o EVA® é uma medida de desempenho mais robusta do que as medidas tradicionais, como EBITDA, Lucro Líquido e Fluxo de Caixa Livre, pois considera o lucro operacional após o pagamento do custo de capital da empresa. Dessa forma, indo além de um sistema de gestão e incentivos,

o EVA é muito mais do que uma simples medida de desempenho. É a estrutura para um sistema completo de gerência financeira e remuneração variável que pode orientar cada decisão tomada por uma empresa, da sala do conselho até o chão da fábrica; que pode transformar uma cultura corporativa; que pode melhorar as vidas profissionais de todos na organização, fazendo com que sejam mais bem-sucedidos; e que pode ajudá-los a produzir maior valor para os acionistas, clientes e para eles próprios. (EHRBAR, 1999, pp. 1-2).

Para Pinheiro e Justino (2001), o EVA® representa a medida do lucro econômico de uma empresa depois de descontado o custo de todo o capital empregado. Seguindo essa mesma definição, Vasconcelos, Mativi e Yoshitake (2006) destacam que é necessário calcular a

diferença entre a taxa de Retorno sobre o Capital Investido (*Return on Investment* - ROI) e o custo desse capital (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC), tendo como resultado o Retorno sobre o *Residual Return on Investment* (RROI) ou ROI Residual, para, então, multiplicar esse valor pela quantidade de capital econômico utilizada no negócio (CI).

$$\text{EVA}^{\text{®}} = (\text{ROI} - \text{WACC}) \cdot \text{CI} \quad (1)$$

Onde,

$\text{EVA}^{\text{®}}$  = *Economic Value Added* ou Valor Econômico Agregado

ROI = *Return on Investment* ou Retorno sobre o Capital

WACC = *Weighted Average Cost of Capital* ou Custo Médio Ponderado de Capital

CI = Capital Investido

Bonacim *et al.* (2006), Neto (2004) e Perez e Famá (2006) expressam a mesma medida, mas de outra forma, como sendo o valor operacional após o desconto do retorno mínimo exigido pelos proprietários do capital investido no empreendimento.

$$\text{EVA}^{\text{®}} = \text{NOPAT} - (\text{WACC} \cdot \text{CI}) \quad (2)$$

Onde,

$\text{EVA}^{\text{®}}$  = *Economic Value Added* ou Valor Econômico Agregado

NOPAT = *Net Operating Profit after Taxes* ou Lucro operacional líquido após impostos

WACC = *Weighted Average Cost of Capital* ou Custo Médio Ponderado de Capital

CI = Capital Investido

Desse modo, pode-se provar, matematicamente, a equivalência das equações 1 e 2, como segue.

Desenvolvendo a multiplicação da equação 1:

$$\text{EVA}^{\text{®}} = (\text{ROI} \cdot \text{CI}) - (\text{WACC} \cdot \text{CI}) \quad (3)$$

De acordo com o conceito de *Return on Investment* ou Retorno sobre o Capital:

$$\text{ROI} = \frac{\text{NOPAT}}{\text{CI}} \quad (4)$$

Onde,

NOPAT = *Net Operating Profit after Taxes* (Lucro operacional líquido após impostos)

CI = Capital Investido

A definição do custo de capital é fundamental para o cálculo do EVA®. Nesse caso, o custo utilizado em todos os cálculos do EVA® é o custo médio ponderado de dívida com terceiros e capital próprio.

De acordo com Koller (2015), o WACC representa o retorno que todos os investidores em uma empresa, dívida e ações, esperam obter ao investir seus recursos em um determinado negócio, em vez de outro com risco semelhante, também chamado de custo de oportunidade. Desse modo, como os investidores de uma empresa ganharão o custo do capital se a empresa atender às expectativas, o custo do capital será usado de forma intercambiável com o retorno esperado.

O cálculo do WACC, segundo Kassai, Kassai e Assaf Neto (2002), é formalmente definido por:

$$\text{WACC} = (\text{Ke} \cdot \text{WPL}) + (\text{Ki} \cdot \text{WP}) \cdot (1-t) \quad (1)$$

Onde,

Ke = Custo de oportunidade do capital próprio

Ki = Custo de oportunidade do capital de terceiros

WPL = Capital próprio Patrimônio Líquido / (Passivo Total + Patrimônio Líquido)

WP = Proporção do capital de terceiros Passivo Total / (Passivo Total + Patrimônio Líquido)

t = Impostos

### 2.6.2 Ajustes no cálculo do EVA®

Em relação ao cálculo do EVA®, Ehrbar (1999) assim exemplifica os principais ajustes necessários para colocar o NOPAT e o capital em bases econômicas:

- Pesquisa e desenvolvimento (P&D): tratadas na contabilidade como despesas operacionais, que, conseqüentemente, reduzem o lucro operacional; na abordagem EVA®, os dispêndios em P&D são vistos como investimentos. Dessa forma, na metodologia EVA®, os gastos de P&D são, então, capitalizados como investimentos e amortizados ao longo de um período determinado, de modo que, os administradores não se sintam incentivados a realizarem cortes nos gastos em P&D, a fim de não afetarem os resultados das empresas.
- Despesas Exploratórias: na indústria de petróleo e gás, para fins contábeis, os investimentos estratégicos na fase exploratória, principalmente os gastos com estudos geológico e geofísico (G&G), são reconhecidos no momento que ocorrem, reduzindo o NOPAT. No modelo EVA®,

sugere que essas despesas sejam capitalizadas e amortizadas ao longo do período determinado, equivalente a investimentos e, apresentando um resultado mais adequado.

A administração é encorajada a considerar que tais gastos podem gerar resultados futuros, nas descobertas de reservas provadas, e ter um retorno acima do custo de capital, embora, dificilmente os gestores reflitam se esses rendimentos estão compensando o capital inicialmente investido.

Nesse sentido, é importante ressaltar que essa dissertação, para o cálculo do EVA®, não foram realizados ajustes adicionais referentes ao método de reconhecimento contábil das despesas exploratórias, dado que todas as empresas selecionadas para o estudo adotavam o método contábil de *successful effort*.

- Ágio (*goodwill*) reconhecido em aquisições: o ágio (*goodwill*), pago em aquisições, representa ativos de vida indeterminada, sendo reconhecido pelo adquirente separadamente dos ativos identificáveis adquiridos, e dos passivos assumidos e de quaisquer participações de não controladores na empresa adquirida. Na abordagem econômica, o ágio pago em aquisições é amortizado ao NOPAT ao longo da sua vida econômica estimada, e incluído no cálculo do capital investido. Os acionistas criam expectativa de que a empresa produza retorno sobre o preço da aquisição, que seja igual ou maior do que o custo de capital.

- Depreciação: na abordagem contábil, a maioria das empresas adota o modelo linear para equipamentos e instalações, utilizando uma taxa fixa. Já no modelo econômico, no cálculo EVA®, pode gerar resistência da administração a novos investimentos, dessa forma, sugere-se uma depreciação através de uma taxa não linear, aumentando ao longo do tempo. No entanto, para esse estudo, a depreciação não constitui um item de ajuste no cálculo do NOPAT, pois a depreciação de ativos em fase de produção, não são realizados através de uma taxa linear, e sim por meio do método UoP.

- Impairment: no modelo contábil, as perdas referentes à avaliação do valor recuperável dos ativos, bem com às reversões, são reconhecidas no momento que são identificadas; entretanto, no modelo econômico, as perdas reconhecidas por *impairment* e reversões não têm natureza operacional, logo não afetam a posição de caixa das empresas.

- Impostos: existe diferença entre os impostos calculados pelas empresas para seus acionistas e para fins de atendimento à Receita Federal. Por exemplo: há empresas que adotam a

depreciação acelerada de ativos fixos para apuração do lucro real e outra depreciação não acelerada, que impacta os lucros que serão base de distribuição a seus acionistas. Além da depreciação, existem outras diferenças temporárias entre as bases contábil e fixa, que impactam os cálculos dos impostos para seus acionistas e para o fisco. Conseqüentemente, o resultado dessa diferença entre os cálculos dos impostos é reconhecido como imposto diferido no balanço patrimonial das empresas.

Diante dessa situação, no modelo econômico, para fins do cálculo do NOPAT e do EVA®, as empresas deveriam deduzir apenas os impostos efetivos, pagos em um determinado período, e excluir o valor dos impostos diferidos da mensuração do NOPAT e do capital. Além disso, visto que os impostos são custos inevitáveis para as empresas, a administração deveria considerá-los em suas decisões. A partir dos impostos efetivamente pagos, os administradores serão incentivados a engajar o departamento fiscal no planejamento de novos empreendimentos e contribuir para uma possível redução de saída de caixa.

- Resultado de Equivalência Patrimonial: dentre os ajustes que muitas empresas realizam no cálculo do EVA®, está o valor do investimento em empresas investidas, ou seja, que não são controladas, sendo reconhecidas pelo método de equivalência patrimonial. Esse ajuste é realizado no cálculo do NOPAT, pois não representa o capital utilizado nas operações das empresas.

Segundo Ehrbar (1999), desde que seja mantido um equilíbrio entre a facilidade de ser calculado, a compreensão e a precisão do lucro econômico mais apropriado e que incentivará os administradores a tomarem decisões como se fossem acionistas, não existe um consenso sobre quais ajustes devem ser considerados para o cálculo do EVA®.

### **3. METODOLOGIA**

#### **3.1. TIPO DE PESQUISA**

Esta dissertação apresenta uma abordagem exploratória, tendo como objetivo proporcionar maior familiaridade com o problema, com vistas a torná-lo mais explícito, conforme orienta Gil, (2002) e Creswell, (2007), empregando estratégias de simulação de cenários e método quantitativo por métricas financeiras, que envolvem coletas de dados para melhor entender os problemas de pesquisa.

Os problemas de pesquisa, destacados no tópico 1.2 desta dissertação, são apresentados em duas etapas de estudo, como demonstrado nos tópicos 3.3 e 3.4, antecedidos da seleção da amostra e do critério de definição, detalhados no tópico 3.2.

#### **3.2 SELEÇÃO DA AMOSTRA**

Os dados para a pesquisa foram coletados por meio de 10 empresas atuantes no setor de E&P, listadas nas bolsas de valores dos Estados Unidos, sujeitas às regras da SEC, por meio dos formulários 10K para as empresas americanas e 20F para empresas estrangeiras.

Desse modo, foi selecionada uma amostra não probabilística e não aleatória de 10 empresas, ou seja, uma amostragem intencional ou discricionária, dentre as principais empresas internacionais do segmento de E&P.

Contudo, apesar de a amostra estabelecida ser uma limitação, observou-se que permitiria o alcance dos objetivos do estudo, nas etapas 1 e 2.

Na Tabela 6 estão discriminadas as empresas selecionadas para o estudo, com as respectivas identidades de origem e características de relatório e método de custo.

**Tabela 6 – Empresas selecionadas para o estudo**

Empresas	País	Relatório	Método de custo
Chevron	EUA	10-K	SE
ConocoPhillips	EUA	10-K	SE
Devon	EUA	10-K	SE
Exxon	EUA	10-K	SE
BP	Reino Unido	20-F	SE
Equinor	Noruega	20-F	SE
Petrobras	Brasil	20-F	SE
PetroChina	China	20-F	SE
Total	França	20-F	SE
Royal Dutch Shell	Holanda	20-F	SE

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nota: SE – *Successful Efforts*.

Sobre as empresas relacionadas na Tabela 6, observa-se que a Devon, apesar de não ser uma empresa integrada de petróleo e gás, é uma das maiores empresas independentes de produção de petróleo e gás dos Estados Unidos. Assim, visto que objetivo deste estudo é avaliar apenas as empresas do segmento de E&P, a Devon se equipara às demais empresas.

### 3.3 ETAPA 1: O USO DAS RESERVAS NÃO PROVADAS PARA FINS DO CÁLCULO DE *IMPAIRMENT*

Esta etapa de estudo consistiu na elaboração de dois cenários hipotéticos, a partir do método do valor em uso, sendo, então, definidas projeções de fluxos de caixa futuros para um horizonte de 10 anos, do período de 2020 a 2029, baseado em estimativas econômicas e financeiras. Algumas das premissas foram definidas de forma hipotética; outras, a partir de informações de mercado; e algumas outras, nos formulários 10-K e 20-F, de 31 de dezembro de 2019.

Os cenários hipotéticos foram elaborados considerando projeções de entradas de caixa (receitas de venda de óleo) associadas apenas às reservas provadas (cenário I) e, outra projeção (cenário II) associada às reservas não provadas, ou seja, reservas 2P + 3P.

O volume de reservas provadas foi obtido diretamente das divulgações nos relatórios 10-K e 20-F, de 31 de dezembro de 2019, de cada empresa selecionada para o estudo. Já o volume de reservas não provadas foi obtido com base na média histórica do período de 2010 a 2019, considerando o quociente entre as reservas não provadas e as reservas provadas ( $2P + 3P / 1P$ ). Para esse caso, foram utilizadas as informações sobre reservas não provadas, divulgadas por

algumas empresas, de forma discricionária, em seus relatórios contábil-financeiros, no período de 2010 a 2019. As informações das empresas que divulgam as reservas não provadas, bem como os respectivos valores foram extraídas do relatório *Evaluate Energy*, obtendo-se, então, o índice de 4,374.

Além das informações sobre as reservas não provadas, extraídas da base *Evaluate Energy*, para o cálculo do índice de 4,374, foi considerado um percentual de sucesso de 50% para as reservas 2P e de 10% para as reservas 3P.

A principal premissa econômica, isto é, o preço futuro do barril de petróleo, foi substanciada nas estimativas do preço do barril equivalente de óleo (Brent), a partir de informações divulgadas ao mercado por empresa especializada. Assim, utilizou-se preço futuro do Brent para alcançar os valores de receita, por meio do cálculo entre o volume de produção vezes o preço do Brent, no período de 2020 a 2029.

Dentre as premissas financeiras definidas estão a taxa de desconto e as entradas e saídas de caixa, decorrentes das operações de uma empresa do setor de óleo e gás (reservas provadas e não provadas, receita de venda de óleo, CAPEX, OPEX e Royalties).

Pelo fato de esta etapa ter como objetivo demonstrar o impacto nas projeções que suportam o teste de *impairment*, tendo como principais premissas as reservas provadas e não provadas, algumas premissas não foram abordadas, como no caso do diferencial de preço determinado, principalmente, pela qualidade, densidade e peso do óleo, conforme o *American Petroleum Institute* (API).

### **3.3.1 Premissas utilizadas na Etapa 1**

Para a avaliação do teste de *impairment*, foram elaborados dois cenários hipotéticos de fluxos de caixa, considerando premissas consistentes para ambos os cenários, exceto pelas reservas de petróleo e gás, já que, no cenário I, o fluxo de caixa futuro foi elaborado apenas pelas reservas provadas; e, no cenário II, foram adicionadas as reservas não provadas.

As principais premissas utilizadas nas elaborações dos fluxos de caixa estão descritas nos próximos tópicos.

### 3.3.1.1 Estimativa da produção de óleo e gás

O setor de petróleo e gás é extremamente complexo, tornando-se ainda mais desafiador elaborar projeções. Tendo em vista que a vida útil de uma reserva de óleo e gás é finita, perpetuar o fluxo de caixa pode trazer inconsistência na avaliação, sendo, então, equivocado assumir um crescimento perpétuo.

Neste estudo, a estimativa de produção não está focada em um determinado ativo, mas sim na produção total das empresas selecionadas para o estudo, sendo assim, não foi possível utilizar a vida útil por ativo, sendo considerada, então, a produção baseada em uma estimativa de receita de óleo e gás.

Desse modo, os valores estimados de receita entre 2020 a 2029 foram obtidos considerando a evolução da produção de óleo e gás, a partir das informações divulgadas nos formulários 10-K 20-F, de 2010 e 2019. Em seguida, sobre os valores de receita, ou seja, volume de produção x preço, multiplicou-se pela média do IRR também entre 2010 a 2019, atribuindo-se, por fim, um elemento de risco.

Na Tabela 7, apresenta-se a estimativa de receita até 2029 considerando a evolução da produção de óleo e gás, a partir das informações divulgadas no formulário 10-K, de 2010 e 2019.

#### **Tabela 7 – Valores estimados de receita de venda de óleo e gás, com base nas reservas provadas**

*Em milhões de dólares*

<b>Empresas</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Chevron	99.877	136.334	140.507	139.848	126.871	68.412	56.729	81.162	92.693	113.872
ConocoPhillips	45.180	63.365	64.832	61.739	51.463	26.857	25.382	31.744	26.929	37.537
Devon	12.973	19.048	19.844	19.613	17.364	9.277	6.935	8.638	7.677	4.949
Exxon	85.734	120.957	114.199	109.402	94.810	51.751	42.590	52.163	50.174	61.172
BP	44.329	56.080	79.713	51.115	65.082	35.577	20.844	28.653	27.778	33.147
Equinor	98.222	34.803	35.473	36.156	31.638	17.374	14.551	18.900	18.232	21.280
Petrobras	83.824	119.528	119.714	113.033	107.748	58.803	48.405	21.767	20.413	25.543
PetroChina	117.939	177.153	189.811	202.164	199.229	108.933	94.761	123.415	130.049	166.614
Total	89.967	123.581	121.594	118.220	100.598	58.177	50.563	65.914	71.283	91.551
Royal Dutch Shell	129.297	174.651	177.841	169.642	148.894	75.512	78.002	97.061	97.114	114.805

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com base na receita estimada pelo método antes descrito, o cenário I foi elaborado tendo como premissa 100% da receita baseada apenas nas reservas provadas; no cenário II, foi adicionado, sobre a receita estimada do cenário I, o índice de 4,374, a fim de determinar um incremento na receita referente às reservas não provadas, conforme se demonstra na Tabela 8.

**Tabela 8 – Valores estimados de receita de venda de óleo e gás, com base nas reservas provadas e não provadas**

*Em milhões de dólares*

Empresas	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Chevron	268.280	366.207	377.416	375.643	340.789	183.762	152.379	218.008	248.982	305.871
ConocoPhillips	197.634	277.182	283.597	270.070	225.118	117.482	111.029	138.860	117.797	164.200
Devon	56.743	83.319	86.801	85.791	75.950	40.579	30.333	37.785	33.580	21.646
Exxon	255.504	360.475	340.334	326.039	282.553	154.229	126.925	155.458	149.528	182.305
BP	174.519	220.783	313.824	201.236	256.225	140.064	82.061	112.804	109.360	130.497
Equinor	429.666	152.242	155.173	158.161	138.397	76.000	63.653	82.675	79.756	93.089
Petrobras	293.344	418.292	418.944	395.563	377.069	205.783	169.396	76.174	71.437	89.390
PetroChina	412.733	619.956	664.252	707.484	697.212	381.218	331.620	431.897	455.113	583.076
Total	296.486	407.261	400.711	389.595	331.520	191.723	166.630	217.221	234.913	301.707
Royal Dutch Shell	377.070	509.335	518.639	494.728	434.218	220.216	227.478	283.059	283.214	334.806

Fonte: Elaborada pelo autor.

Cabe mencionar que os valores das receitas de óleo e gás foram estimados considerando além do IRR, o histórico de evolução de receita das empresas nos últimos 10 anos, o qual considera a produção de óleo e gás de todos os ativos. Logo, os valores estimados podem não representar uma curva de produção característica da indústria, assemelhando-se a uma curva de distribuição normal, que apresenta uma crescente de produção, um estágio maduro ou platô e um estágio de redução na produção.

### 3.3.1.2 Preço do barril equivalente de óleo

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2019), a indústria do petróleo é estruturada em torno de uma atividade que envolve grande economia de escala, elevados riscos, altos custos, e significativas barreiras à produção de uma *commodity* finita e não renovável. Essa indústria possui também características de mercado oligopolista, com concentração da produção e forte influência no comércio internacional, em países caracterizados por constante instabilidade político-econômica.

Ao se analisar a evolução da indústria mundial do petróleo, notam-se períodos de elevada variação entre oferta e demanda, inerentemente cíclica, em grande parte, decorrente da necessidade de significativos investimentos e do longo prazo de maturação para a maioria dos grandes projetos (EPE, 2019).

É diante de questões geopolíticas, como a oferta e a demanda, que surgem as grandes dificuldades na projeção dos preços de petróleo, fazendo-se necessário, então, um estudo mais

detalhado da geopolítica e da conjuntura internacional, na determinação das possíveis trajetórias futuras dos preços do petróleo.

Por existirem diversos tipos de petróleo, principalmente em termos de densidade e peso, dois tipos foram instituídos como referência, um do tipo Brent, produzido no mar do Norte, na Europa e negociado em Londres; e outro tipo WTI, produzido no West Texas, principal região petrolífera dos Estados Unidos e negociado no mercado de Nova York.

Assim, com relação aos preços de referência do petróleo, para este estudo, adotou-se o preço Brent, que foi utilizado na obtenção dos valores de receita pela venda de óleo, representado pelo volume de produção x preço do óleo, no fluxo de caixa projetado para 10 anos.

Na Tabela 9, demonstra-se o preço do Brent em dólar, de acordo com a consultoria *McDaniel & Associates Consultants ltd.*

**Tabela 9 – Preço do barril de óleo equivalente**

Períodos	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Preço em USD	\$41,18	\$48,00	\$54,06	\$55,14	\$56,24	\$57,37	\$58,52	\$59,69	\$60,88	\$62,10

Fonte: *McDaniel & Associates Consultants ltd*

### 3.3.1.3 Taxa de desconto

A adoção pela contabilidade de informações baseadas no valor presente de um fluxo de caixa, de forma inevitável, traz à tona discussões em torno de características qualitativas, sob determinadas circunstâncias, desde a mensuração de um ativo ou um passivo a um valor presente, que, na maioria das vezes, pode ser obtida sem maiores dificuldades, caso se disponha de fluxos contratuais com razoável grau de certeza e, sobre as taxas de desconto observáveis no mercado.

Sem dúvida alguma, uma das mais desafiadoras discussões quanto às premissas de um fluxo de caixa é a definição de uma taxa de desconto, que reflita as melhores avaliações do mercado quanto ao valor do dinheiro no tempo, e os riscos específicos do ativo e do passivo em uma determinada data-base.

Diante de tal dificuldade, e pela característica deste estudo, em que foram utilizadas diferentes empresas, com ativos localizados sob diferentes cenários macroeconômicos, definiu-se que a

taxa de desconto aplicada seria de 10%, conforme requerida, através da normativa ASC 932, para as empresas listadas na SEC.

A normativa ASC 932 requer a mensuração e divulgação de uma medida padronizada de fluxos de caixa futuros, relacionados às quantidades comprovadas de reservas provadas de petróleo e gás, descontados a uma taxa também padronizada de 10%.

#### 3.3.1.4 CAPEX e OPEX

Os custos de capital e os custos operacionais, conhecidos, na língua inglesa, como CAPEX (*Capital Expenditure*) e OPEX (*Operational Expenditure*), foram considerados a partir dos formulários 10-K e 20-F para cada uma das empresas definidas para este estudo.

Da mesma forma como calculado para a receita de venda de petróleo e gás, os valores foram estimados até 2029 de CAPEX e OPEX. Sobre esse montante, multiplicou-se pela média do IRR também entre 2010 a 2019 e foi considerado, assim como para obtenção receita, a evolução histórica da produção e por último, atribuindo-se um elemento de risco e obtendo-se, então, os valores de CAPEX e OPEX entre 2020 a 2029. O mesmo método foi aplicado do primeiro ao último ano do fluxo de caixa.

Segundo Jennings, Feiten e Brock (2000), os custos de CAPEX na indústria de petróleo e gás são constituídos, basicamente, pelos gastos com exploração na identificação de potenciais áreas que contenham reservatórios de óleo e gás, bem como pelos gastos com perfuração de poços exploratórios, dentro de uma área específica definida ou reservatório.

São, ainda, considerados como CAPEX os gastos incorridos no desenvolvimento e na preparação das reservas provadas para produção, por exemplo, gastos na obtenção de acesso às reservas provadas e na instalação da infraestrutura (*facilities*) para o início da produção.

Os gastos definidos como OPEX, por sua vez, são aqueles incorridos na extração (*lifting*) do óleo e gás até a superfície, nos campos *offshore*, além do tratamento até sua estocagem (JENNINGS; FEITEN; BROCK, 2000).

A fim de assegurar consistências entre as premissas utilizadas neste estudo, da mesma forma que na receita com a venda de petróleo e gás para o cenário II foi adicionado o índice incremental de 4,374 à produção utilizada no cenário I; para as premissas de CAPEX e OPEX,

foi também considerado, no cenário II um incremento de 4,374 quando comparado aos valores de CAPEX e OPEX do cenário I.

Tal incremento nos valores de CAPEX e OPEX no cenário II faz jus, pois haverá aumento nos níveis de investimentos que serão ensejados para alcançar as reservas não provadas (CAPEX), bem como nos níveis futuros de produção (OPEX), visto que se espera uma produção maior de petróleo a partir de um cenário em que se esteja considerando as reservas provadas e não provadas.

Sequencialmente, nas Tabelas 10 e 11, demonstram-se os valores estimados de CAPEX e OPEX para o período de 10 anos, no cenário I e no cenário II, respectivamente.

**Tabela 10 – Valores projetados de CAPEX e OPEX no cenário I**

*Em milhões de dólares*

<b>Empresas</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Chevron	56.522	77.154	79.515	79.142	71.799	38.716	32.104	45.931	52.456	64.442
ConocoPhillips	35.334	49.556	50.702	48.284	40.247	21.004	19.850	24.826	21.060	29.356
Devon	7.245	10.638	11.083	10.954	9.697	5.181	3.873	4.824	4.287	2.764
Exxon	40.165	56.666	53.500	51.253	44.417	24.245	19.953	24.438	23.506	28.658
BP	27.026	34.190	48.599	31.163	39.679	21.690	12.708	17.469	16.935	20.209
Equinor	26.302	35.270	38.305	36.022	33.048	18.304	15.353	20.119	20.308	23.655
Petrobras	43.338	61.797	61.894	58.439	55.707	30.402	25.026	11.254	10.554	13.206
PetroChina	70.298	105.593	113.138	120.501	118.751	64.930	56.483	73.562	77.516	99.311
Total	49.673	68.232	67.134	65.272	55.542	32.121	27.917	36.393	39.357	50.547
Royal Dutch Shell	72.690	98.187	99.981	95.371	83.707	42.452	43.852	54.567	54.597	64.542

Fonte: Elaborada pelo autor.

**Tabela 11 – Valores projetados de OPEX e OPEX no cenário II**

*Em milhões de dólares*

<b>Empresas</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Chevron	170.804	233.149	240.286	239.157	216.967	116.994	97.014	138.797	158.517	194.736
ConocoPhillips	154.568	216.782	221.799	211.219	176.063	91.882	86.834	108.601	92.128	128.419
Devon	31.695	46.539	48.483	47.920	42.423	22.666	16.943	21.105	18.756	12.090
Exxon	175.696	247.879	234.029	224.199	194.296	106.055	87.280	106.900	102.822	125.361
BP	90.859	114.945	163.385	104.769	133.397	72.921	42.723	58.729	56.936	67.940
Equinor	115.052	154.279	167.556	157.570	144.561	80.065	67.158	88.008	88.832	103.473
Petrobras	189.576	270.325	270.746	255.636	243.684	132.989	109.474	49.228	46.167	57.769
PetroChina	307.512	461.906	494.910	527.121	519.467	284.032	247.078	321.791	339.088	434.429
Total	217.286	298.471	293.671	285.524	242.962	140.509	122.119	159.195	172.162	221.113
Royal Dutch Shell	254.380	343.609	349.886	333.755	292.934	148.563	153.462	190.959	191.063	225.868

Fonte: Elaborada pelo autor.

### 3.3.1.5 Royalties

Os *royalties* são uma compensação financeira devida ao governo beneficiário pelas empresas que produzem petróleo e gás natural em um território, ou seja, uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos não renováveis (ANP 2020).

No Brasil, os *royalties* incidem sobre o valor da produção do campo e são recolhidos, mensalmente, pelas empresas concessionárias por meio de pagamentos efetuados à Secretaria do Tesouro Nacional (STN) até o último dia do mês seguinte àquele em que ocorreu a produção.

Para este estudo foi utilizada a taxa de *royalties* de 10% sobre o valor total da receita pela venda de óleo e gás, visto que as empresas selecionadas para o estudo estão localizadas em diferentes jurisdições, podendo, então, haver também diferentes taxas.

### 3.3.1.6 Valor contábil do ativo

Para fins de teste de *impairment*, o IAS 36 exige que as empresas identifiquem a unidade geradora de caixa à qual um ativo pertence. Logo, havendo qualquer indicação de que um ativo possa estar desvalorizado, o valor recuperável deve ser estimado para o ativo individual.

Entretanto, se não for possível estimar o valor recuperável para o ativo individual, a entidade deve determinar o valor recuperável da unidade geradora de caixa à qual o ativo pertence.

Para fins deste estudo foi definido como valor contábil ou NBV (*Net Book Value*), o total do ativo imobilizado (*Property, Plant, and Equipment*) e intangível (*intangible*) de cada empresa selecionada, obtidos pelos formulários 10-K e 20-F, de 31 de dezembro de 2019, excluindo qualquer efeito de *impairment* reconhecido durante o exercício de 2019.

Desse modo, de forma resumida, o NBV foi obtido pelo saldo anterior, de 2018, mais as adições, menos a depreciação e o *impairment* reconhecidos durante exercício de 2019.

Visto que os cenários I e II não foram elaborados em nível individual do ativo ou em nível de uma unidade geradora de caixa, mas, sim, pelo valor total do ativo imobilizado, tal aspecto foi considerado como limitação para esta dissertação.

## 3.4 ETAPA 2: RESERVAS NÃO PROVADAS COMO GERAÇÃO DE VALOR PARA AS EMPRESAS

O estudo proposto na etapa 2 baseia-se na avaliação se o cálculo do EVA® ajustado O&G para as empresas de petróleo e gás demonstra criação de riqueza aos acionistas, considerando as reservas provadas e não provadas, como variáveis relevantes nessa avaliação.

Posteriormente, a fim de confirmar se as reservas não provadas, que não são requeridas sua divulgação nos relatórios contábil-financeiros, geram valor para as empresas de petróleo e gás,

a partir do cálculo do EVA® ajustado, foi realizada a comparação entre EVA® ajustado apenas pelas reservas provadas e o EVA® ajustado com as reservas não provadas.

Desse modo, foram utilizados os dados publicados pelas próprias empresas disponíveis nos relatórios 10-K e 20-F entre 2010 e 2019, além de bases de dados como *Energy Evaluation* e S&P Capital IQ.

### 3.4.1 Premissas utilizadas na Etapa 2

Na etapa 2 deste estudo foram utilizadas premissas contábeis e econômicas para os cálculos do EVA®, NOPAT, CI, ROI e da WACC.

#### 3.4.1.1 Dados do cálculo EVA®

Em grande parte das empresas, independente do setor de atuação, constata-se importantes diferenças entre as informações divulgadas nos relatórios contábil-financeiros, que seguem normas e políticas contábeis, e as informações, que, aliás, representam as melhores para que gestores tomem as decisões que maximizem o valor dessas empresas para seus acionistas. Dessa forma, ajustes são realizados no cálculo do EVA® para refletir uma melhor medida de desempenho de gestão empresarial.

#### 3.4.1.2 Cálculo do resultado operacional após impostos (NOPAT)

Na indústria de petróleo e gás, é recomendado o ajuste tanto das despesas exploratórias quanto das perdas/reversões com *impairment*, para que não interfiram no valor a ser apurado do NOPAT.

Tais ajustes traduzem o lucro contábil após impostos em um NOPAT econômico, tendo como base o fluxo de caixa, que oferece uma medida mais precisa do capital dos acionistas, pelo qual os gestores são responsáveis. O NOPAT é definido com base nas informações contábeis extraídas dos formulários 10-K e 20-F, de 31 de dezembro de 2010 a 2019. A fórmula de cálculo, com os ajustes do NOPAT, é detalhada na Figura 3.

**Figura 3 – Detalhamento do cálculo do NOPAT**

<b>Resultado Operacional após impostos</b>	<b>Ajustes</b>
(+) Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	
(+) Despesas Exploratórias	
(-) Ágio ( <i>Goodwill</i> ) pago amortizado	

(+/-) <i>Impairment</i> /reversões	
(+/-) IR diferidos	
(+/-) Resultado de Equivalência Patrimonial	
<b>(=) Resultado Operacional ajustado</b>	
(-) Impostos pagos	
<b>(=) NOPAT</b>	

Fonte: Elaborada pelo autor.

Após o cálculo do NOPAT ajustado para O&G, conforme ilustrado na Figura 3, foi calculado o NOPAT, contemplando os efeitos das reservas não provadas.

As reservas não provadas que ainda não possuem impactos contábeis, diferentemente das reservas provadas, foram ajustadas como parte dos resultados operacionais (NOPAT), com objetivo de análise e constitui o diferencial deste estudo, ou seja, o cálculo do EVA® ajustado pelas reservas não provadas.

Na Figura 4, apresenta-se o demonstrativo da composição do NOPAT ajustado pelas reservas não provadas.

**Figura 4 - Detalhamento do cálculo do NOPAT com ajuste das reservas não provadas**

<b>Resultado Operacional após impostos</b>	<b>Ajustes</b>
(+) Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	
(+) Despesas Exploratórias	
(-) Ágio ( <i>Goodwill</i> ) pago amortizado	
(+/-) <i>Impairment</i> /reversões	
(+/-) IR diferidos	
(+/-) Resultado de Equivalência Patrimonial	
<b>(+) Receita (Reservas não provadas)</b>	
<b>(=) Resultado Operacional ajustado</b>	
(-) Impostos pagos	
<b>(=) NOPAT</b>	

Fonte: Elaborada pelo autor.

O ajuste das reservas não provadas no NOPAT foi calculado pela média das reservas 2p + 3P dos anos de 2010 a 2019, a partir das informações da base *Evaluate Energy*, atribuindo-se uma taxa de sucesso de 50% para os volumes referentes às reservas 2P, e 10% para 3P. Em seguida, foi multiplicado o volume das médias das reservas 2P e 3P para os referidos anos, pelo valor do Brent conforme já exposto na Tabela 9.

### 3.4.1.3 Cálculo do Capital Investido (CI)

O capital investido representa o total necessário de capital para financiar as operações, independente, de como esse capital é financiado, ou via acionistas ou via terceiros. Segundo Koller (2015), o capital investido pode ser calculado pelo método operacional, ou seja, total dos ativos operacionais menos total dos passivos operacionais; ou através do método de financiamento, dívida mais patrimônio líquido, conforme demonstrado pela equação (1).

$$CI = \text{Dívida (Passivo total)} + \text{Patrimônio Líquido} \quad (1)$$

Os valores referentes ao passivo total e o patrimônio líquido foram extraídos dos relatórios 10-K e 20-F das empresas consideradas neste estudo, no período de 2010 e 2019.

### 3.4.1.4 Retorno sobre o investimento (ROI)

O retorno sobre o investimento foi calculado a partir dos valores obtidos no cálculo do NOPAT e do CI. Considerando que o ROI é, substancialmente, o resultado do NOPAT pelo CI, assim como para o NOPAT, foi calculado o ROI, tendo como base apenas as reservas provadas, e o ROI calculado adicionando as reservas não provadas. Nas Tabelas 12 e 13, demonstram-se os resultados do ROI, no período de 2010 a 2019, calculado com as reservas provadas, e com as reservas provadas e não provadas, respectivamente.

**Tabela 12 – ROI calculado com as reservas provadas**

Empresas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Chevron	0,08	0,10	0,10	0,07	0,05	0,02	0,02	0,06	0,09	0,03
ConocoPhillips	0,06	0,06	0,07	0,07	0,06	0,00	(0,02)	(0,01)	0,08	0,10
Devon	0,14	0,11	0,04	0,05	0,07	0,19	(0,01)	0,04	0,16	(0,02)
Exxon	0,08	0,09	0,10	0,06	0,06	0,03	0,02	0,05	0,04	0,03
BP	(0,02)	0,08	0,05	0,09	0,05	(0,02)	(0,01)	0,06	0,22	0,03
Equinor	0,08	0,12	0,11	0,06	0,06	(0,01)	0,00	0,05	0,08	0,06
Petrobras	0,07	0,07	0,05	0,04	0,04	0,02	0,01	0,01	0,04	0,06
PetroChina	0,14	0,13	0,10	0,10	0,08	0,03	0,03	0,03	0,05	0,04
Total	0,08	0,08	0,07	0,06	0,03	0,03	0,03	0,05	0,05	0,05
Royal Dutch Shell	0,09	0,12	0,06	0,08	0,07	0,03	0,01	0,03	0,07	0,06

Fonte: Elaborada pelo autor.

As empresas que apresentaram os valores de ROI negativos, na Tabela 12, foram impactadas pelos NOPAT, ou seja, pelos resultados operacionais líquidos negativos nos respectivos anos e, os ajustes no cálculo do NOPAT não reverteram de resultado negativo.

**Tabela 13 - ROI calculado com as reservas provadas e não provadas**

<b>Empresas</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Chevron	0,51	0,58	0,56	0,43	0,32	0,15	0,13	0,21	0,25	0,25
ConocoPhillips	0,57	0,72	1,00	0,85	0,67	0,37	0,30	0,53	0,66	0,82
Devon	2,56	2,55	2,55	2,21	1,49	1,40	1,00	1,33	2,23	3,68
Exxon	0,34	0,39	0,43	0,33	0,27	0,14	0,10	0,16	0,16	0,17
BP	0,27	0,42	0,41	0,39	0,30	0,12	0,10	0,58	0,79	0,21
Equinor	0,21	0,25	0,25	0,17	0,60	0,31	0,28	0,40	0,44	0,49
Petrobras	0,33	0,39	0,38	0,33	0,28	0,18	0,13	0,16	0,23	0,28
PetroChina	0,21	0,20	0,17	0,15	0,12	0,05	0,04	0,05	0,07	0,07
Total	0,64	0,70	0,71	0,59	0,34	0,19	0,16	0,22	0,21	0,23
Royal Dutch Shell	0,34	0,41	0,37	0,34	0,27	0,14	0,08	0,12	0,17	0,18

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com base na Tabela 13, observa-se que a empresa Devon apresentou valores calculados do ROI superiores as demais empresas, justificado pelos valores do CI inferiores quando comparado as demais empresas, que na relação do NOPAT dividido pelo CI resultou em valores de ROI elevados. Tal aspecto pode ser explicado pois a Devon não é uma empresa integrada de petróleo e gás como as demais selecionadas para o estudo, fazendo sentido valores de investimento (CI) em patamares inferiores.

#### 3.4.1.5 Cálculo do WACC

Um elemento importante para o cálculo do WACC é a formação do custo de capital, o qual é composto pelo custo total de capital próprio e de terceiros. O custo de capital é, usualmente, calculado pela média do custo de oportunidade do capital próprio (acionistas) e do custo de capital de terceiros (credores), ponderados pelas respectivas proporções de capital.

Assim, como já evidenciado neste estudo, segundo Kassai, Kassai e Assaf Neto (2002), a ponderação do custo de capital é representado pela fórmula WACC:

$$WACC = (K_e \cdot WPL) + (K_i \cdot WP) \cdot (1-t)$$

Onde,

$K_e$  = Custo de oportunidade do capital próprio

$K_i$  = Custo de oportunidade do capital de terceiros

$WPL$  = Capital próprio Patrimônio Líquido / (Passivo Total + Patrimônio Líquido)

$WP$  = Proporção do capital de terceiros Passivo Total / (Passivo Total + Patrimônio Líquido)

$t$  = Impostos

Da composição da fórmula do WACC, o custo de oportunidade do capital próprio pode ser alcançado pela seguinte fórmula:

$$K_e = R_f + \beta \cdot (R_m - R_f) + \alpha$$

Onde,

$R_f$  = taxa livre de risco

$\beta$  = Risco da empresa em relação ao risco de todo o mercado acionário

$R_m$  = Risco de mercado

$\alpha$  = Risco país

O custo de oportunidade do capital próprio ou custo de capital ( $K_e$ ) foi calculado considerando, primeiro, a taxa livre de risco ( $R_f$ ) a partir do Tesouro do Governo Americano (*Treasury Bonds* ou *T-Bonds*), com base na curva de maturidade de 10 anos, para as datas-base de 31 de dezembro de 2010 e 2019. A definição pelo *T-Bond* de 10 anos deu-se por se tratar, entre os títulos de vencimento de 10 a 30 anos, do mais utilizado, sendo considerado o título referencial de juros e precificação dos ativos do mercado financeiro mundial.

O *T-Bond* é um instrumento de dívida que o governo americano emite, assim como no Brasil, para financiar parte de seus gastos. Esse instrumento de dívida, por ser garantido pelo governo da maior economia do mundo, apresenta uma solidez econômica, com risco praticamente zero, conforme o rating Aaa, divulgado pela empresa americana Moody's.

Ainda quanto ao cálculo do custo de oportunidade de capital, o risco de mercado ( $R_m$ ) foi obtido levando em consideração o risco do mercado acionário dos Estados Unidos, (*Equity Risk Premium*) de 4,72%, tendo em vista que as empresas selecionadas para este estudo são listadas nas bolsas de valores americanas.

Após o levantamento do  $R_m$  e do  $R_f$ , a diferença entre as duas taxas, ou seja,  $R_m - R_f$ , representa o equivalente ao prêmio esperado pelos investidores para correr o risco de mercado, ou seja, representa o retorno adicional exigido pelos investidores por alocarem seus recursos em investimentos com certo grau de risco.

Logo, o fator ( $\beta$ ), que multiplica e ajusta o prêmio resultante de  $R_m - R_f$ , reflete o grau de risco, a depender do tipo de investimento com maior ou menor risco. Para este estudo, foi considerado o  $\beta$  da base S&P capital IQ, levando em conta as empresas selecionadas e os anos de 2010 a 2019, conforme apresentado na Tabela 14.

**Tabela 14 – Fator  $\beta$  no período de 2010 a 2019**

Empresas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
----------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Chevron	0,98	1,06	1,08	1,01	1,11	1,26	1,09	0,77	0,92	0,95
ConocoPhillips	1,04	1,06	1,04	1,14	1,16	1,29	1,32	1,24	0,90	0,94
Devon	1,20	1,20	1,25	1,25	1,40	1,48	1,49	1,40	1,15	1,33
Exxon	0,85	0,99	1,01	0,92	1,01	1,10	0,87	0,59	0,95	1,02
BP	0,99	1,03	1,04	0,92	0,97	1,28	1,33	1,26	1,11	1,07
Equinor	0,83	0,88	0,90	0,92	0,97	1,17	1,24	1,16	1,15	1,17
Petrobras	1,08	1,14	1,10	1,21	1,45	1,62	1,82	1,68	1,41	1,42
PetroChina	0,71	0,34	0,42	0,82	0,95	1,27	0,11	0,74	0,71	0,27
Total	0,89	0,91	0,91	0,94	1,06	1,09	1,05	0,99	0,95	1,06
Royal Dutch Shell	0,80	0,85	0,81	0,77	0,90	1,04	0,99	0,89	0,91	0,96

Fonte: S&P capital IQ e Bloomberg para a PetroChina

O risco país ( $\alpha$ ) foi levantado a partir do risco do mercado americano, ou seja, considerando que todas as empresas selecionadas para este estudo são listadas na SEC, onde o risco país é zero. A informação referente ao risco país dos Estados Unidos foi obtida, conforme Damodaram (2021).

Assim, com base nas informações antes detalhadas que fazem parte do cálculo do custo de oportunidade do capital próprio ( $K_e$ ), na Tabela 15, são apresentados os valores calculados do  $K_e$ , entre os anos de 2010 e 2019.

**Tabela 15 – Custo de oportunidade do capital próprio ( $K_e$ ) no período de 2010 a 2019**

Empresas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Chevron	0,045	0,049	0,049	0,047	0,050	0,054	0,049	0,042	0,046	0,046
ConocoPhillips	0,047	0,049	0,048	0,050	0,051	0,054	0,054	0,053	0,045	0,046
Devon	0,050	0,053	0,055	0,051	0,057	0,059	0,058	0,057	0,050	0,057
Exxon	0,045	0,047	0,047	0,046	0,047	0,050	0,044	0,038	0,046	0,048
BP	0,047	0,048	0,048	0,046	0,046	0,054	0,055	0,053	0,050	0,049
Equinor	0,045	0,044	0,044	0,046	0,046	0,051	0,053	0,051	0,050	0,052
Petrobras	0,048	0,051	0,050	0,051	0,059	0,062	0,066	0,063	0,055	0,059
PetroChina	0,043	0,028	0,030	0,044	0,046	0,054	0,027	0,041	0,041	0,027
Total	0,046	0,045	0,044	0,046	0,049	0,049	0,048	0,047	0,046	0,049
Royal Dutch Shell	0,044	0,043	0,042	0,043	0,045	0,048	0,047	0,045	0,045	0,046

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para o componente referente ao custo de oportunidade de capital de terceiros (Ki), os valores foram obtidos com base na média das taxas de empréstimos e financiamentos (*total debts*), divulgados nos relatórios 10-K e 20-F de cada empresa, nos anos de 2010 a 2019, conforme demonstrado na Tabela 16.

**Tabela 16 - Custo de oportunidade de capital de terceiros (Ki) no período de 2010 a 2019**

Empresas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Chevron	0,07	0,07	0,07	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03	0,04	0,04
ConocoPhillips	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Devon	0,07	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06
Exxon	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,04	0,04
BP	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,06	0,05
Equinor	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Petrobras	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05
PetroChina	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,04
Total	0,05	0,05	0,06	0,04	0,05	0,06	0,07	0,06	0,07	0,07
Royal Dutch Shell	0,06	0,06	0,05	0,04	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05

Fonte: Relatórios 10-k e 20-F dos anos de 2010 a 2019.

A ponderação referente aos custos de capital próprio (WPL) e de terceiros (WP) foi obtida com base na relação entre o Passivo Total (capital de terceiros) e o Patrimônio Líquido (capital próprio), em que o WPL foi calculado pelo Patrimônio Líquido (PL) dividido pela soma do Passivo Total (P) e Patrimônio Líquido (PL/P+PL); e o WP pela divisão do P pela soma do PL e P (P/PL +P).

De maneira prática, a relação entre a ponderação do capital próprio e de terceiros é inversamente proporcional, ou seja, se a empresa aumenta seu capital de terceiros, conseqüentemente, reduzirá a sua proporção em relação ao capital próprio, por exemplo, a empresa apresenta um capital de terceiros de 30% em relação ao seu capital total, logo, a representatividade do capital próprio será de 70%.

Os dados para o cálculo da relação entre o capital próprio e capital de terceiros de cada empresa deste estudo foram levantados a partir dos relatórios 10-k e 20-F, constando o resultado dessa relação nas Tabelas 17 e 18.

**Tabela 17 – Representatividade do capital próprio (WPL)**

Empresas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Chevron	57%	58%	59%	59%	59%	58%	56%	59%	61%	61%
ConocoPhillips	44%	43%	41%	44%	45%	41%	39%	42%	46%	50%
Devon	58%	52%	49%	48%	52%	37%	44%	47%	47%	43%
Exxon	50%	49%	51%	52%	52%	53%	53%	56%	57%	55%

BP	35%	38%	40%	43%	51%	48%	37%	36%	36%	34%
Equinor	35%	37%	41%	40%	39%	37%	34%	36%	38%	35%
Petrobras	59%	59%	49%	46%	39%	29%	31%	32%	33%	32%
PetroChina	61%	56%	54%	54%	55%	56%	57%	57%	52%	58%
Total	43%	42%	42%	43%	41%	43%	44%	47%	46%	44%
Royal Dutch Shell	46%	50%	50%	51%	49%	48%	46%	49%	51%	47%

Fonte: Relatórios 10-K e 20-F.

**Tabela 18 - Representatividade do capital de terceiros (WP)**

Empresas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Chevron	43%	42%	41%	41%	41%	42%	44%	41%	39%	39%
ConocoPhillips	56%	57%	59%	56%	55%	59%	61%	58%	54%	50%
Devon	42%	48%	51%	52%	48%	63%	56%	53%	53%	57%
Exxon	50%	51%	49%	48%	48%	47%	47%	44%	43%	45%
BP	65%	57%	60%	57%	49%	52%	63%	64%	64%	66%
Equinor	65%	63%	59%	60%	61%	63%	66%	64%	62%	65%
Petrobras	41%	41%	51%	54%	61%	71%	69%	69%	67%	68%
PetroChina	39%	44%	46%	46%	45%	44%	43%	43%	48%	42%
Total	57%	58%	58%	57%	59%	57%	56%	53%	54%	56%
Royal Dutch Shell	54%	50%	50%	49%	51%	52%	54%	51%	49%	53%

Fonte: Relatórios 10-K e 20-F.

Por fim, o capital de terceiros, que representa o custo de todas as fontes de crédito líquido de imposto de renda (1-t), foi ajustado com base nas alíquotas de impostos de renda do país de origem de cada empresa, uma vez que, nos relatórios contábil-financeiros do 10-K e do 20-F, de forma expressiva, notou-se que as empresas, parte deste estudo, captam seus empréstimos junto a credores ligados a *holdings*, localizadas no país de origem da própria empresa.

**Tabela 19 – Taxas WACC no período de 2010 a 2019**

Empresas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Chevron	5,54%	5,87%	5,65%	5,05%	4,85%	4,70%	4,35%	3,90%	4,37%	4,31%
ConocoPhillips	5,77%	5,84%	5,71%	5,71%	5,64%	5,60%	5,57%	5,64%	5,47%	5,42%
Devon	5,93%	5,74%	5,44%	5,01%	5,56%	5,57%	5,57%	5,50%	5,71%	6,05%
Exxon	5,27%	5,33%	5,33%	5,29%	4,97%	4,66%	3,97%	3,62%	4,37%	4,23%
BP	3,91%	2,06%	3,62%	3,57%	3,71%	4,01%	4,06%	4,48%	5,44%	4,96%
Equinor	4,80%	4,64%	4,99%	4,52%	4,10%	4,41%	4,27%	1,96%	4,45%	4,51%
Petrobras	5,03%	5,26%	5,02%	5,05%	2,31%	6,27%	5,90%	6,21%	5,76%	5,60%
PetroChina	4,03%	3,23%	3,50%	4,12%	4,17%	4,60%	2,97%	3,83%	3,90%	3,04%
Total	4,70%	4,67%	5,04%	4,29%	5,21%	5,66%	6,00%	5,14%	5,71%	5,95%
Royal Dutch Shell	5,26%	5,14%	4,69%	4,16%	5,10%	5,26%	4,63%	4,54%	4,86%	4,81%

Fonte – Elaborada pelo autor.

#### 4. EVIDÊNCIAS DO ESTUDO

Denominam-se evidências do estudo os resultados alcançados pelas etapas 1 e 2 desta dissertação, a partir do referencial teórico utilizado e da metodologia definida.

##### Etapa 1:

Os resultados da etapa 1 demonstram a avaliação do valor recuperável dos ativos referente às 10 empresas selecionadas, tendo como base o cenário I, no qual foram utilizados, para a elaboração das projeções do fluxo de caixa, os volumes de óleo e gás, associados às reservas provadas; e o cenário II, em que foram considerados, nas projeções, além dos volumes das reservas provadas, também os volumes das reservas não provadas.

A partir das premissas definidas na elaboração dos fluxos de caixa, foram calculados os valores presentes líquidos, ou em inglês *Net Present Value* (NPV), correspondentes aos cenários I e II para as 10 empresas selecionadas.

As Tabelas 20 e 21 demonstram os fluxos de caixa elaborados e os resultados do NPV para os cenários I e II, respectivamente.

#### Tabela 20 – Fluxo de caixa calculado com base nas reservas provadas

Em milhões de dólares

<b>Chevron</b>												
Valor contábil (NBV)		<b>150.494</b>										
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	
Venda de óleo (cash inflows)		99.877	136.334	140.507	139.848	126.871	68.412	56.729	81.162	92.693	113.872	
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(56.522)	(77.154)	(79.515)	(79.142)	(71.799)	(38.716)	(32.104)	(45.931)	(52.456)	(64.442)	
Royalties (cash outflow)		(9.988)	(13.633)	(14.051)	(13.985)	(12.687)	(6.841)	(5.673)	(8.116)	(9.269)	(11.387)	
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>33.367</b>	<b>45.547</b>	<b>46.941</b>	<b>46.721</b>	<b>42.386</b>	<b>22.856</b>	<b>18.952</b>	<b>27.115</b>	<b>30.967</b>	<b>38.043</b>	
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36	
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>		<b>247.004</b>	<b>33.367</b>	<b>41.406</b>	<b>38.794</b>	<b>35.102</b>	<b>28.950</b>	<b>14.191</b>	<b>10.698</b>	<b>13.914</b>	<b>14.446</b>	<b>16.134</b>
<b>ConocoPhillips</b>												
Valor contábil (NBV)		<b>42.269</b>										
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	
Venda de óleo (cash inflows)		45.180	63.365	64.832	61.739	51.463	26.857	25.382	31.744	26.929	37.537	
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(35.334)	(49.556)	(50.702)	(48.284)	(40.247)	(21.004)	19.850)	(24.826)	(21.060)	(29.356)	
Royalties (cash outflow)		(4.518)	(6.337)	(6.483)	(6.174)	(5.146)	(2.686)	(2.538)	(3.174)	(2.693)	(3.754)	
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>5.328</b>	<b>7.473</b>	<b>7.646</b>	<b>7.281</b>	<b>6.069</b>	<b>3.167</b>	<b>2.993</b>	<b>3.744</b>	<b>3.176</b>	<b>4.427</b>	
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36	
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>		<b>36.994</b>	<b>5.328</b>	<b>6.794</b>	<b>6.319</b>	<b>5.471</b>	<b>4.145</b>	<b>1.967</b>	<b>1.690</b>	<b>1.921</b>	<b>1.482</b>	<b>1.877</b>

<b>Devon</b>											
Valor contábil (NBV)		<b>8.593</b>									
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Venda de óleo (cash inflows)		12.973	19.048	19.844	19.613	17.364	9.277	6.935	8.638	7.677	4.949
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(7.245)	(10.638)	(11.083)	(10.954)	(9.697)	(5.181)	(3.873)	(4.824)	(4.287)	(2.764)
Royalties (cash outflow)		(1.297)	(1.905)	(1.984)	(1.961)	(1.736)	(928)	(693)	(864)	(768)	(495)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>4.430</b>	<b>6.505</b>	<b>6.777</b>	<b>6.698</b>	<b>5.930</b>	<b>3.168</b>	<b>2.368</b>	<b>2.950</b>	<b>2.622</b>	<b>1.690</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>		<b>31.786</b>	<b>4.878</b>	<b>5.822</b>	<b>5.028</b>	<b>4.281</b>	<b>510</b>	<b>247</b>	<b>185</b>	<b>209</b>	<b>208</b>
<b>Exxon</b>											
Valor contábil (NBV)		<b>269.381</b>									
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Venda de óleo (cash inflows)		85.734	120.957	114.199	109.402	94.810	51.751	42.590	52.163	50.174	61.172
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(40.165)	(56.666)	(53.500)	(51.253)	(44.417)	(24.245)	(19.953)	(24.438)	(23.506)	(28.658)
Royalties (cash outflow)		(8.573)	(12.096)	(11.420)	(10.940)	(9.481)	(5.175)	(4.259)	(5.216)	(5.017)	(6.117)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>36.996</b>	<b>52.195</b>	<b>49.279</b>	<b>47.209</b>	<b>40.912</b>	<b>22.332</b>	<b>18.378</b>	<b>22.509</b>	<b>21.651</b>	<b>26.397</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>		<b>245.669</b>	<b>36.996</b>	<b>47.450</b>	<b>40.726</b>	<b>35.469</b>	<b>27.944</b>	<b>13.866</b>	<b>10.374</b>	<b>11.551</b>	<b>10.100</b>
<b>BP</b>											
Valor contábil (NBV)		<b>148.181</b>									
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Venda de óleo (cash inflows)		44.329	56.080	79.713	51.115	65.082	35.577	20.844	28.653	27.778	33.147
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(27.026)	(34.190)	(48.599)	(31.163)	(39.679)	(21.690)	(12.708)	(17.469)	(16.935)	(20.209)
Royalties (cash outflow)		(4.433)	(5.608)	(7.971)	(5.111)	(6.508)	(3.558)	(2.084)	(2.865)	(2.778)	(3.315)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>12.870</b>	<b>16.282</b>	<b>23.143</b>	<b>14.840</b>	<b>18.895</b>	<b>10.329</b>	<b>6.052</b>	<b>8.319</b>	<b>8.065</b>	<b>9.623</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>		<b>92.794</b>	<b>12.870</b>	<b>14.801</b>	<b>19.126</b>	<b>11.150</b>	<b>12.906</b>	<b>6.413</b>	<b>3.416</b>	<b>4.269</b>	<b>4.081</b>
<b>Equinor</b>											
Valor contábil (NBV)		<b>80.691</b>									
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Venda de óleo (cash inflows)		98.222	34.803	35.473	36.156	31.638	17.374	14.551	18.900	18.232	21.280
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(26.302)	(35.270)	(38.305)	(36.022)	(33.048)	(18.304)	(15.353)	(20.119)	(20.308)	(23.655)
Royalties (cash outflow)		(9.822)	(3.480)	(3.547)	(3.616)	(3.164)	(1.737)	(1.455)	(1.890)	(1.823)	(2.128)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>62.098</b>	<b>(3.947)</b>	<b>(6.379)</b>	<b>(3.482)</b>	<b>(4.574)</b>	<b>(2.667)</b>	<b>(2.257)</b>	<b>(3.110)</b>	<b>(3.899)</b>	<b>(4.503)</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>		<b>39.244</b>	<b>62.098</b>	<b>(3.588)</b>	<b>(5.272)</b>	<b>(2.616)</b>	<b>(3.124)</b>	<b>(1.656)</b>	<b>(1.274)</b>	<b>(1.596)</b>	<b>(1.910)</b>
<b>Petrobras</b>											
Valor contábil (NBV)		<b>178.738</b>									
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Venda de óleo (cash inflows)		83.824	119.528	119.714	113.033	107.748	58.803	48.405	21.767	20.413	25.543
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(43.338)	(61.797)	(61.894)	(58.439)	(55.707)	(30.402)	(25.026)	(11.254)	(10.554)	(13.206)
Royalties (cash outflow)		(8.382)	(11.953)	(11.971)	(11.303)	(10.775)	(5.880)	(4.841)	(2.177)	(2.041)	(2.554)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>32.103</b>	<b>45.777</b>	<b>45.849</b>	<b>43.290</b>	<b>41.266</b>	<b>22.521</b>	<b>18.539</b>	<b>8.336</b>	<b>7.818</b>	<b>9.783</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>		<b>208.842</b>	<b>32.103</b>	<b>41.616</b>	<b>37.892</b>	<b>32.524</b>	<b>28.185</b>	<b>13.984</b>	<b>10.465</b>	<b>4.278</b>	<b>3.647</b>

<b>PetroChina</b>											
Valor contábil (NBV)	258.703										
Anos		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Venda de óleo (cash inflows)		117.939	177.153	189.811	202.164	199.229	108.933	94.761	123.415	130.049	166.614
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(70.298)	(105.593)	(113.138)	(120.501)	(118.751)	(64.930)	(56.483)	(73.562)	(77.516)	(99.311)
Royalties (cash outflow)		(11.794)	(17.715)	(18.981)	(20.216)	(19.923)	(10.893)	(9.476)	(12.341)	(13.005)	(16.661)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>35.847</b>	<b>53.845</b>	<b>57.692</b>	<b>61.447</b>	<b>60.555</b>	<b>33.110</b>	<b>28.802</b>	<b>37.511</b>	<b>39.528</b>	<b>50.642</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>	<b>315.984</b>	<b>35.847</b>	<b>48.950</b>	<b>47.679</b>	<b>46.166</b>	<b>41.360</b>	<b>20.559</b>	<b>16.258</b>	<b>19.249</b>	<b>18.440</b>	<b>21.477</b>
<b>Total</b>											
Valor contábil (NBV)	149.586										
Anos		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Venda de óleo (cash inflows)		89.967	123.581	121.594	118.220	100.598	58.177	50.563	65.914	71.283	91.551
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(49.673)	(68.232)	(67.134)	(65.272)	(55.542)	(32.121)	(27.917)	(36.393)	(39.357)	(50.547)
Royalties (cash outflow)		(8.997)	(12.358)	(12.159)	(11.822)	(10.060)	(5.818)	(5.056)	(6.591)	(7.128)	(9.155)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>31.298</b>	<b>42.991</b>	<b>42.300</b>	<b>41.127</b>	<b>34.996</b>	<b>20.239</b>	<b>17.590</b>	<b>22.930</b>	<b>24.798</b>	<b>31.849</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>	<b>219.479</b>	<b>31.298</b>	<b>39.083</b>	<b>34.959</b>	<b>30.899</b>	<b>23.903</b>	<b>12.567</b>	<b>9.929</b>	<b>11.767</b>	<b>11.568</b>	<b>13.507</b>
<b>Royal Dutch Shell</b>											
Valor contábil (NBV)	261.157										
Anos		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Venda de óleo (cash inflows)		129.297	174.651	177.841	169.642	148.894	75.512	78.002	97.061	97.114	114.805
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(72.690)	(98.187)	(99.981)	(95.371)	(83.707)	(42.452)	(43.852)	(54.567)	(54.597)	(64.542)
Royalties (cash outflow)		(12.930)	(17.465)	(17.784)	(16.964)	(14.889)	(7.551)	(7.800)	(9.706)	(9.711)	(11.481)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>43.678</b>	<b>58.999</b>	<b>60.077</b>	<b>57.307</b>	<b>50.298</b>	<b>25.509</b>	<b>26.350</b>	<b>32.788</b>	<b>32.806</b>	<b>38.782</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>	<b>303.663</b>	<b>43.678</b>	<b>53.635</b>	<b>49.650</b>	<b>43.055</b>	<b>34.354</b>	<b>15.839</b>	<b>14.874</b>	<b>16.826</b>	<b>15.304</b>	<b>16.447</b>

Fonte: Elaborada pelo autor.

**Tabela 21 – Fluxo de caixa calculado com as reservas provadas e não provadas**

Em milhões de dólares

<b>Chevron</b>											
Valor contábil (NBV)	150.494										
Anos		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Venda de óleo (cash inflows)		268.280	366.207	377.416	375.643	340.789	183.762	152.379	218.008	248.982	305.871
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(170.804)	(233.149)	(240.286)	(239.157)	(216.967)	(116.994)	(97.014)	(138.797)	(158.517)	(194.736)
Royalties (cash outflow)		(26.828)	(36.621)	(37.742)	(37.564)	(34.079)	(18.376)	(15.238)	(21.801)	(24.898)	(30.587)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>70.649</b>	<b>96.437</b>	<b>99.388</b>	<b>98.922</b>	<b>89.743</b>	<b>48.392</b>	<b>40.127</b>	<b>57.410</b>	<b>65.567</b>	<b>80.548</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>	<b>522.981</b>	<b>70.649</b>	<b>87.670</b>	<b>82.139</b>	<b>74.321</b>	<b>61.296</b>	<b>30.047</b>	<b>22.651</b>	<b>29.460</b>	<b>30.587</b>	<b>34.160</b>
<b>ConocoPhillips</b>											
Valor contábil (NBV)	42.269										
Anos		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Venda de óleo (cash inflows)		197.634	277.182	283.597	270.070	225.118	117.482	111.029	138.860	117.797	164.200
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(154.568)	(216.782)	(221.799)	(211.219)	(176.063)	(91.882)	(86.834)	(108.601)	(92.128)	(128.419)
Royalties (cash outflow)		(19.763)	(27.718)	(28.360)	(27.007)	(22.512)	(11.748)	(11.103)	(13.886)	(11.780)	(16.420)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>23.303</b>	<b>32.682</b>	<b>33.439</b>	<b>31.844</b>	<b>26.543</b>	<b>13.852</b>	<b>13.091</b>	<b>16.373</b>	<b>13.889</b>	<b>19.361</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>	<b>161.786</b>	<b>23.303</b>	<b>29.711</b>	<b>27.635</b>	<b>23.925</b>	<b>18.129</b>	<b>8.601</b>	<b>7.390</b>	<b>8.402</b>	<b>6.479</b>	<b>8.211</b>

<b>Devon</b>											
Valor contábil (NBV)	<b>8.593</b>										
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Venda de óleo (cash inflows)		56.743	83.319	86.801	85.791	75.950	40.579	30.333	37.785	33.580	21.646
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(31.695)	(46.539)	(48.483)	(47.920)	(42.423)	(22.666)	(16.943)	(21.105)	(18.756)	(12.090)
Royalties (cash outflow)		(5.674)	(8.332)	(8.680)	(8.579)	(7.595)	(4.058)	(3.033)	(3.779)	(3.358)	(2.165)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>19.374</b>	<b>28.448</b>	<b>29.637</b>	<b>29.292</b>	<b>25.932</b>	<b>13.855</b>	<b>10.357</b>	<b>12.901</b>	<b>11.465</b>	<b>7.391</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>	<b>139.003</b>	<b>19.374</b>	<b>25.862</b>	<b>24.493</b>	<b>22.008</b>	<b>17.712</b>	<b>8.603</b>	<b>5.846</b>	<b>6.620</b>	<b>5.349</b>	<b>3.134</b>
<b>Exxon</b>											
Valor contábil (NBV)	<b>269.381</b>										
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Venda de óleo (cash inflows)		255.504	360.475	340.334	326.039	282.553	154.229	126.925	155.458	149.528	182.305
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(175.696)	(247.879)	(234.029)	(224.199)	(194.296)	(106.055)	(87.280)	(106.900)	(102.822)	(125.361)
Royalties (cash outflow)		(25.550)	(36.047)	(34.033)	(32.604)	(28.255)	(15.423)	(12.693)	(15.546)	(14.953)	(18.230)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>54.258</b>	<b>76.549</b>	<b>72.272</b>	<b>69.236</b>	<b>60.002</b>	<b>32.751</b>	<b>26.953</b>	<b>33.012</b>	<b>31.753</b>	<b>38.713</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>	<b>360.299</b>	<b>54.258</b>	<b>69.590</b>	<b>59.729</b>	<b>52.018</b>	<b>40.982</b>	<b>20.336</b>	<b>15.214</b>	<b>16.941</b>	<b>14.813</b>	<b>16.418</b>
<b>BP</b>											
Valor contábil (NBV)	<b>148.181</b>										
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Venda de óleo (cash inflows)		174.519	220.783	313.824	201.236	256.225	140.064	82.061	112.804	109.360	130.497
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(90.859)	(114.945)	(163.385)	104.769	133.397	(72.921)	(42.723)	(58.729)	(56.936)	(67.940)
Royalties (cash outflow)		(17.452)	(22.078)	(31.382)	(20.124)	(25.622)	(14.006)	(8.206)	(11.280)	(10.936)	(13.050)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>66.208</b>	<b>83.760</b>	<b>119.057</b>	<b>76.344</b>	<b>97.205</b>	<b>53.137</b>	<b>31.132</b>	<b>42.795</b>	<b>41.488</b>	<b>49.507</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>	<b>477.376</b>	<b>66.208</b>	<b>76.145</b>	<b>98.394</b>	<b>57.358</b>	<b>66.392</b>	<b>32.994</b>	<b>17.573</b>	<b>21.961</b>	<b>19.355</b>	<b>20.996</b>
<b>Equinor</b>											
Valor contábil (NBV)	<b>80.691</b>										
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Venda de óleo (cash inflows)		429.666	152.242	155.173	158.161	138.397	76.000	63.653	82.675	79.756	93.089
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(115.052)	(154.279)	(167.556)	(157.570)	(144.561)	(80.065)	(67.158)	(88.008)	(88.832)	(103.473)
Royalties (cash outflow)		(42.967)	(15.224)	(15.517)	(15.816)	(13.840)	(7.600)	(6.365)	(8.268)	(7.976)	(9.309)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>271.647</b>	<b>(17.261)</b>	<b>(27.900)</b>	<b>(15.225)</b>	<b>(20.003)</b>	<b>(11.665)</b>	<b>(9.870)</b>	<b>(13.600)</b>	<b>(17.052)</b>	<b>(19.693)</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>	<b>171.696</b>	<b>271.647</b>	<b>(15.692)</b>	<b>(23.058)</b>	<b>(11.439)</b>	<b>(13.662)</b>	<b>(7.243)</b>	<b>(5.571)</b>	<b>(6.979)</b>	<b>(7.955)</b>	<b>(8.352)</b>
<b>Petrobras</b>											
Valor contábil (NBV)	<b>178.738</b>										
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Venda de óleo (cash inflows)		293.344	418.292	418.944	395.563	377.069	205.783	169.396	76.174	71.437	89.390
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(189.576)	(270.325)	(270.746)	(255.636)	(243.684)	(132.989)	(109.474)	(49.228)	(46.167)	(57.769)
Royalties (cash outflow)		(29.334)	(41.829)	(41.894)	(39.556)	(37.707)	(20.578)	(16.940)	(7.617)	(7.144)	(8.939)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>74.433</b>	<b>106.138</b>	<b>106.303</b>	<b>100.371</b>	<b>95.678</b>	<b>52.216</b>	<b>42.983</b>	<b>19.329</b>	<b>18.127</b>	<b>22.682</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>	<b>484.214</b>	<b>74.433</b>	<b>96.489</b>	<b>87.854</b>	<b>75.410</b>	<b>65.349</b>	<b>32.422</b>	<b>24.263</b>	<b>9.919</b>	<b>8.456</b>	<b>9.619</b>

<b>PetroChina</b>											
Valor contábil (NBV)	<b>258.703</b>										
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Venda de óleo (cash inflows)		412.733	619.956	664.252	707.484	697.212	381.218	331.620	431.897	455.113	583.076
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(307.512)	(461.906)	(494.910)	(527.121)	(519.467)	(284.032)	(247.078)	(321.791)	(339.088)	(434.429)
Royalties (cash outflow)		(41.273)	(61.996)	(66.425)	(70.748)	(69.721)	(38.122)	(33.162)	(43.190)	(45.511)	(58.308)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>63.947</b>	<b>96.054</b>	<b>102.917</b>	<b>109.615</b>	<b>108.023</b>	<b>59.065</b>	<b>51.380</b>	<b>66.917</b>	<b>70.514</b>	<b>90.340</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>	<b>563.685</b>	<b>63.947</b>	<b>87.322</b>	<b>85.055</b>	<b>82.355</b>	<b>73.781</b>	<b>36.674</b>	<b>29.003</b>	<b>34.339</b>	<b>32.895</b>	<b>38.313</b>
<b>Total</b>											
Valor contábil (NBV)	<b>149.586</b>										
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Venda de óleo (cash inflows)		296.486	407.261	400.711	389.595	331.520	191.723	166.630	217.221	234.913	301.707
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(217.286)	(298.471)	(293.671)	(285.524)	(242.962)	(140.509)	(122.119)	(159.195)	(172.162)	(221.113)
Royalties (cash outflow)		(29.649)	(40.726)	(40.071)	(38.960)	(33.152)	(19.172)	(16.663)	(21.722)	(23.491)	(30.171)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>49.551</b>	<b>68.064</b>	<b>66.970</b>	<b>65.112</b>	<b>55.406</b>	<b>32.042</b>	<b>27.848</b>	<b>36.303</b>	<b>39.260</b>	<b>50.423</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>	<b>347.480</b>	<b>49.551</b>	<b>61.877</b>	<b>55.347</b>	<b>48.919</b>	<b>37.843</b>	<b>19.896</b>	<b>15.720</b>	<b>18.629</b>	<b>18.315</b>	<b>21.384</b>
<b>Royal Dutch Shell</b>											
Valor contábil (NBV)	<b>261.157</b>										
Anos		<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Venda de óleo (cash inflows)		377.070	509.335	518.639	494.728	434.218	220.216	227.478	283.059	283.214	334.806
CAPEX e OPEX (cash outflow)		(254.380)	(343.609)	(349.886)	(333.755)	(292.934)	(148.563)	(153.462)	(190.959)	(191.063)	(225.868)
Royalties (cash outflow)		(37.707)	(50.933)	(51.864)	(49.473)	(43.422)	(22.022)	(22.748)	(28.306)	(28.321)	(33.481)
<b>Fluxo de caixa (não descontado)</b>		<b>84.983</b>	<b>114.792</b>	<b>116.889</b>	<b>111.500</b>	<b>97.862</b>	<b>49.632</b>	<b>51.268</b>	<b>63.795</b>	<b>63.830</b>	<b>75.457</b>
Fator de desconto	10%	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36
<b>Fluxo de caixa descontado (NPV)</b>	<b>590.826</b>	<b>84.983</b>	<b>104.356</b>	<b>96.602</b>	<b>83.772</b>	<b>66.841</b>	<b>30.817</b>	<b>28.940</b>	<b>32.737</b>	<b>29.777</b>	<b>32.001</b>

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os NPV, após serem obtidos, foram confrontados com os NBV extraídos dos relatórios 10-K e 20-F, especificamente, do saldo dos ativos não circulantes, imobilizado e intangível, das respectivas empresas.

Assim, a partir do confronto dos valores dos NPV e NBV, avaliou-se em quais empresas o valor recuperável, representado pelo NPV, foi inferior ao seu valor contábil ou NBV, pois, sendo apurado esse resultado, o NBV deve ser reduzido ao seu valor recuperável e, no cerne contábil, uma perda por *impairment* deve ser reconhecida.

Por outro lado, se o valor contábil do ativo está registrado por um valor que excede o seu valor de recuperação, ou seja, se o seu NBV excede o montante a ser recuperado pelo uso do ativo (NPV), nenhuma perda por *impairment* deve ser conhecida. Na Tabela 22, demonstra-se o resultado obtido pelo confronto dos NBV e NPV no cenário I.

**Tabela 22 – Valor recuperável calculado pelas reservas provadas (Cenário I)***Em milhões de dólares*

<b>Empresas</b>	<b>NBV</b>	<b>NPV</b>	<b>Cushion (Impairment)</b>
Chevron	150.494	247.004	96.510
ConocoPhillips	42.269	36.994	(5.275)
Devon	8.593	31.786	23.193
Exxon	269.381	245.669	(23.712)
BP	148.181	92.794	(55.387)
Equinor	80.691	39.244	(41.447)
Petrobras	178.738	208.842	30.104
PetroChina	258.703	315.984	57.281
Total	149.586	219.479	69.893
Royal Dutch Shell	261.157	303.663	42.506

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com base nos resultados expostos na Tabela 22, identifica-se que as empresas ConocoPhillips, Exxon, BP e Equinor apresentaram os valores recuperáveis (NPV) inferiores aos respectivos valores contábeis (NBV), ou seja, representam uma perda por desvalorização dos ativos.

Importante pontuar que os resultados de *impairment*, obtidos neste estudo, para as empresas ConocoPhillips, Exxon, BP e Equinor não estão associados a realidade dessas empresas, visto que o pilar do estudo se baseia em cenários hipotéticos, elaborados apenas para os fins desta dissertação.

Em um segundo momento, foram calculados os NPV referentes ao cenário II e, da mesma forma que executado no cenário I, os valores de NPV e NBV foram confrontados a fim de avaliar se o valor contábil do ativo excede seu valor de recuperação pelo uso do ativo. Os resultados obtidos com essa operação são apresentados na Tabela 23.

**Tabela 23 – Valor recuperável calculado pelas reservas provadas e não provadas (Cenário II)**

*Em milhões de dólares*

Empresas	NBV	NPV	<i>Cushion (Impairment)</i>
Chevron	150.494	522.981	372.487
ConocoPhillips	42.269	161.786	119.517
Devon	8.593	139.003	130.410
Exxon	269.381	360.299	90.918
BP	148.181	477.376	329.195
Equinor	80.691	171.696	91.005
Petrobras	178.738	484.214	305.476
PetroChina	258.703	563.685	304.981
Total	149.586	347.480	197.894
Royal Dutch Shell	261.157	590.826	329.669

Fonte: Elaborada pelo autor.

Assim, conforme demonstrado na Tabela 23, os valores recuperáveis, apurados a partir dos fluxos de caixa calculados com base nas reservas provadas e não provada, superaram os valores contábeis para todas as empresas, até mesmo para as empresas que apresentaram valores recuperáveis inferiores aos valores contábeis no cenário I.

Desse modo considerando os resultados após as comparações entre os NPV e NBV do cenário II, observa-se, facilmente, que, além de nenhuma das empresas apresentar posição de *impairment*, apresentam valores de NPV significativamente acima dos NBV, ou um colchão (*cushion ou headroom*), como usualmente é mencionado no meio contábil-financeiro.

Os resultados NPV significativamente acima dos NBV das empresas, no cenário II, foram impactados pela adição das reservas não provadas nos fluxos de caixa, principalmente pelo aumento da receita decorrente da venda de óleo e gás (*cash inflow*) e, conseqüentemente, ocasionou também, um aumento do CAPEX, OPEX e Royalties (*cash outflow*).

Obviamente, o incremento da receita se deve ao acesso a novos volumes de óleo e gás, mesmo após considerar a incerteza quanto à viabilidade desse volume adicional de reservas. Já os valores de CAPEX representam os investimentos, ou gastos, incorridos para o acesso ao volume das reservas não provadas; e, no que tange à produção de óleo e gás, foi estimado o OPEX, que são custos associados à produção referente aos volumes das reservas não provadas. Por fim, os *royalties* foram calculados sobre a venda de óleo e gás, relacionada à porção das reservas não provadas.

Além dos resultados quantitativos dessa etapa do estudo, baseados em cenários hipotéticos, os resultados obtidos evidenciam, também, a importância da definição de uma política sobre as classes de reservas utilizadas em eventos contábeis pelas empresas de óleo e gás, pois podem fazer diferença considerável nos valores reconhecidos nos balanços contábeis. Por exemplo, a depender da classe de reservas utilizada pelas empresas, ou seja, apenas reservas provadas ou incluindo as não provadas, as empresas podem adotar perfis mais arrojados ou mais conservadores quanto à avaliação do valor recuperável de seus ativos. Contudo, tais perfis, definidos pelas empresas, podem ser interpretados e avaliados de formas diferentes entre os *stakeholders* interessados nas empresas de petróleo e gás.

A definição de uma política contábil quanto à utilização das classes de reservas tem destacada relevância na compreensão, por parte dos usuários, tanto dessas informações quanto dos efeitos contábeis que impactam os balanços patrimoniais das empresas de petróleo e gás. Entretanto não obstante a definição de políticas, as classes de reservas que foram e que poderão, no futuro, ser base para registros contábeis precisariam ser divulgadas nos relatórios contábil-financeiros, já que são, reconhecidamente, importantes fontes de informação aos usuários desses relatórios.

A afirmação quanto à relevância da divulgação das reservas é corroborada pelo *Staff Paper*, emitido em setembro de 2020, tendo servido de base para discussões públicas no IASB. Tal documento apresentou *findings* para discussão sobre a regulação da divulgação das reservas de forma pública, a qual se mantém divergente, de forma significativa, entre jurisdições. Ainda nesse contexto, foi parte do *paper* a discussão de que os usuários dos relatórios públicos entendem que as divulgações das reservas apresentam lacunas de informações, que dificultam a comparabilidade de empresas da indústria de petróleo e gás e, até mesmo, entre empresas localizadas na mesma jurisdição.

Conforme mencionado ao longo deste estudo, alguns estudos também apresentaram discussões e resultados sobre a relevância das divulgações das reservas nos relatórios contábil-financeiros, considerando que tais informações de reservas são utilizadas pelos analistas de mercado de capitais, como premissas para estimativas de produção futura, de vida útil dos reservatórios de óleo e gás, de lucratividade, de capacidade de liquidar obrigações e até mesmo na avaliação do valor de mercado de empresas, como exposto em Wright e Gallun (2008) e Dalmácio *et al.* (2013).

Ainda como parte das discussões quanto à divulgação das reservas nos relatórios-financeiros, embora a divulgação das reservas provadas seja requerida para algumas jurisdições, como é o caso dos requerimentos contidos no ASC 932, eventualmente, as reservas não provadas são consideradas para diversos fins contábeis e, por não serem requeridas, a grande maioria das empresas, não as divulgam em seus relatórios contábil-financeiros, exigindo, então, que os investidores e/ou credores utilizem outros critérios, como a análise de determinados indicadores (*key ratios* ou *performance measures*), para avaliar e entender impactos contábeis, ou acompanhar o sucesso operacional e desempenho futuro das empresas (WRIGHT; GALLUN, 2008).

Além do mais, embora alguns estudos, como de Welker (1995), Botosan (1997, 2006) e Lopes e Alencar (2010), tenham indicado vantagens nas divulgações das reservas, como, por exemplo, uma maior liquidez das ações no mercado de capitais, as empresas parece não estarem dispostas a aumentar o nível de divulgação contábil de forma discricionária, limitando-se a divulgar as reservas provadas, quando requeridas.

Por fim, a conclusão dessa etapa do estudo reforça a questão quanto à definição e alinhamento de requerimentos de divulgação de classes de reservas pelos órgãos emissores de normas contábeis e/ou órgãos reguladores, pois, além de serem consideradas como principal patrimônio das empresas de petróleo e gás, apesar do inerente risco e incertezas quanto à viabilidade econômica, ainda assim, é de suma importância aos usuários e tomadores de decisões.

## **Etapa 2:**

Os resultados dessa etapa demonstram o cálculo do EVA® ajustado O&G, que contempla ajustes contábeis extraídos dos relatórios contábil-financeiro 10-K e 20-F e que são particulares da indústria de petróleo e gás. Os referidos ajustes foram realizados no cálculo do NOPAT.

Preliminarmente, é importante ressaltar que o cálculo do EVA® está apresentado em milhões de USD (dólares), exceto para as empresas Equinor, PetroChina e Total, que foram calculados com base na moeda de apresentação (*reporting currency*) dos relatórios 20-F.

Na Equinor, por exemplo, a moeda de apresentação utilizada no cálculo do EVA® foi o NOK (coroa norueguesa) para os anos de 2010 a 2013. Nesse mesmo período, a Total apresentou suas informações no relatório 20-F em EUR (euro) e a PetroChina divulgou suas informações, em todo o período de 2010 a 2019, em RMB (ren min bi).

A decisão para o cálculo do EVA®, mantendo a moeda de apresentação das informações contábil-financeiras dessas empresas mencionadas, baseia-se no fato de que o efeito da conversão dos valores para o USD distorceria os resultados do EVA®. Portanto, tendo em vista que o objetivo dos resultados apresentados é avaliar a criação de riqueza das empresas, independente da moeda, optou-se por manter as moedas de apresentação. Os resultados do cálculo do EVA® ajustado O&G são apresentados na Tabela 24.

**Tabela 24 – Resultado do EVA ajustado O&G com reservas provadas**

Empresas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Chevron	4.793	9.245	9.502	3.793	1.097	(7.900)	(5.900)	5.376	10.985	(1.921)
ConocoPhillips	416	670	1.392	1.492	(124)	(4.987)	(6.643)	(4.763)	1.771	3.398
Devon	2.598	2.345	(540)	(194)	830	3.973	(1.745)	(568)	2.079	(1.125)
Exxon	6.937	11.338	16.729	3.138	4.582	(5.278)	(8.093)	3.625	402	(4.736)
BP	(16.208)	17.070	4.440	15.941	2.683	(14.467)	(12.421)	899	11.754	(4.663)
Equinor	21.437	55.234	46.769	17.165	3.117	(6.134)	(4.412)	3.478	3.932	1.733
Petrobras	6.611	5.978	(1.503)	(2.451)	5.490	(8.859)	(10.959)	(13.453)	(2.839)	1.150
PetroChina	124.302	113.926	98.992	97.709	64.886	(27.919)	(8.342)	(9.258)	20.827	24.901
Total	4.913	5.252	3.570	2.855	(5.759)	(5.936)	(6.397)	596	(613)	(3.377)
Royal Dutch Shell	11.491	22.822	4.681	14.211	7.066	(6.447)	(15.699)	(5.405)	9.935	2.921

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme se observa na Tabela 24, os resultados do cálculo do EVA® ajustado O&G, além de serem ajustados por efeitos contábeis específicos do segmento de petróleo e gás, também foi calculado considerando apenas as reservas provadas. Isso significa que parte dos investimentos incorridos e registrados contabilmente, na obtenção das reservas 2P e 3P, ainda não possuem uma geração de resultados correspondentes.

Assim, a depender do estágio operacional em que as empresas se encontram, e considerando que o EVA® é um indicador que apresenta a posição em períodos determinados e como preditivo de desempenho futuro, os resultados podem não indicar o melhor desempenho financeiro, ao passo que a geração de riqueza ou de valor agregado pode não ocorrer nos períodos avaliados, mas, sim, em períodos futuros.

Cabe ressaltar, que o cálculo do EVA® ajustado O&G, apesar de neutralizar alguns efeitos contábeis, derivados da especificidade do segmento de petróleo e gás, apresenta, também, impactos no cenário econômico, principalmente, pela volatilidade do valor do preço referência do barril de petróleo.

Outro aspecto que pode influenciar o cálculo do EVA® para o segmento de petróleo e gás refere-se ao método do reconhecimento contábil do custo, qual seja, o método dos esforços bem-sucedidos ou custo total. Nesse caso, conforme discutido no referencial teórico, os métodos contábeis de custo podem impactar os valores reconhecidos ao resultado, bem como os períodos em que são reconhecidos. Logo, para este estudo, o cálculo do EVA® ajustado O&G não apresentou efeito dos métodos de custo, visto que todas as empresas selecionadas adotam o método dos esforços bem-sucedidos.

De forma geral, deve-se levar em consideração, quando se calcula o EVA® para as empresas de petróleo e gás, a natureza do negócio em si, que é uma indústria altamente dependente de elevado investimento de capital próprio e de terceiros. Além disso, no caso específico dessas empresas, ressalta-se o longo período para que esses investimentos apresentem uma criação de riquezas ou valor agregado aos seus acionistas, pois podem levar um período médio de 5 a 10 anos, desde a aquisição de um campo de petróleo e gás, até o início de sua produção.

Retomando-se a avaliação dos resultados do cálculo do EVA®, na Tabela 24, pode-se verificar que algumas das empresas, em períodos específicos, apresentaram resultado do cálculo negativo, demonstrando que a geração de riqueza aos seus acionistas foi menor que os respectivos investimentos.

Por exemplo, a BP, anos de 2010, 2015 e 2016; a Petrobras, anos de 2016 e 2017; a PetroChina, anos de 2015, 2016 e 2017; e a Shell, em 2016, são algumas das empresas que apresentaram resultados negativos do EVA®. Especificamente, na BP, os resultados negativos do cálculo do EVA® foram ocasionados substancialmente pelos valores do NOPAT negativos, ou seja, prejuízo operacional após os impostos.

De forma geral, os prejuízos operacionais foram atribuídos à queda do preço referência do barril de petróleo, que passou do patamar de 100 dólares/barril até 2014, alcançando a média de 50 dólares/barril entre os anos de 2015 a 2017. Tal efeito econômico além dos impactos na redução da receita com venda de óleo e gás, também ocasionou o reconhecimento de valores de *impairment* em alguns ativos dessas empresas.

Apesar de os efeitos de *impairment* terem sido ajustados no cálculo do NOPAT, há o impacto negativo da receita com a venda de óleo e gás, devido à queda do preço referência do barril de petróleo, o que permaneceu impactando os resultados do NOPAT.

Já no caso das empresas Petrobras e Shell, os resultados do EVA® foram negativos, motivados pelo resultado do ROI de 0,01, o qual foi calculado pelo NOPAT dividido pelo CI (passivo total + patrimônio líquido). Tal resultado do ROI de 0,01 representa que a resultado operacional após os impostos está no limite do capital investido, ou seja, próximo ao ponto de equilíbrio.

Ainda sobre os resultados do cálculo do ROI de 0,01, para a Petrobras e para a Shell nos referidos anos, observa-se que não representam um resultado favorável aos acionistas, visto que esses resultados foram apurados para anos específicos e cobrem os investimentos acumulados, tanto no passivo como no patrimônio líquido.

Por fim, a PetroChina, nos anos de 2015 a 2017, apresentou resultados operacionais após impostos (NOPAT) inferiores em relação aos demais anos do estudo, resultando, então, em um EVA® negativo para esses três anos.

De forma resumida, os resultados da Tabela 24 demonstram a geração de riqueza das empresas de petróleo e gás, o que, conforme a especificidade do negócio e o estágio operacional de grande parte de seus ativos, pode não representar, de forma realista, o retorno do capital investido, a geração de riquezas e o valor agregado aos acionistas.

Posto isso, com base no objetivo dessa etapa do estudo, foi calculado, a partir dos resultados do cálculo do EVA® ajustado O&G, o EVA® adicionado pelas reservas não provadas, a fim de certificar que tais reservas, apesar de ocultas dos relatórios contábil-financeiros, da maioria das empresas de petróleo e gás, agregam ou agregariam valor às empresas, mesmo que sua realização tenha um risco mais elevado, quando comparado às reservas provadas, e que sua realização ocorra em períodos futuros.

A relevância e o impactos nos resultados do EVA®, após a inclusão dos volumes de reservas não provadas, estão demonstrados na Tabela 25.

**Tabela 25 – Resultado do EVA ajustado O&G adicionado às reservas não provadas**

Empresas	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Chevron	86.407	111.476	119.859	97.211	72.337	26.211	21.402	43.809	50.890	48.198
ConocoPhillips	81.828	102.289	111.124	94.986	72.139	31.025	22.257	34.652	42.849	54.809
Devon	82.621	102.701	108.164	92.355	72.395	39.709	26.962	38.544	42.626	49.732
Exxon	88.939	113.652	127.387	98.196	77.046	29.538	19.225	42.282	39.929	44.113
BP	61.370	109.245	109.529	105.464	71.702	17.714	12.668	39.416	52.518	46.244
Equinor	103.191	157.513	159.824	109.243	74.050	28.894	23.332	39.151	43.699	51.717
Petrobras	86.930	106.619	107.210	90.095	66.502	27.068	16.106	25.497	38.038	51.237
PetroChina	200.590	209.093	215.126	185.359	129.129	(7.188)	25.390	24.395	56.744	82.950
Total	84.823	93.478	113.305	94.885	66.668	31.542	25.104	40.844	42.595	50.369
Royal Dutch Shell	93.857	119.144	115.268	106.201	80.994	30.863	12.775	32.092	51.620	54.550

Fonte: Elaborada pelo autor.

A inclusão dos volumes das reservas não provadas demonstrou efeitos positivos e significativos no cálculo do EVA® ajustado O&G, até mesmo para aquelas empresas que apresentaram valor de EVA® negativo, conforme Tabela 24.

Com exceção da PetroChina, no ano 2015, que apresentou novamente um resultado do índice de criação de riquezas, ou retorno sobre os montantes investidos ainda negativo, de 7.188, principalmente pelo resultado da relação entre a WACC (Tabela 19), e pelo ROI (Tabelas 12 e 13) ser negativo, em conjunto com a queda do valor médio do Brent 100 dólares/barril para média de 50 dólares/barril em 2015. De forma resumida, o custo do capital investido considerando o capital próprio e de terceiros foi superior ao retorno sobre esse investimento, mesmo considerando a adição dos volumes de reserva no cálculo do EVA®.

E ainda, exceto pelo resultado calculado para a PetroChina, em 2015, é fácil perceber que, apesar das especificidades do segmento de petróleo e gás, os investimentos realizados e registrados, contabilmente, como gastos exploratórios, e o potencial intrínseco nas reservas não provadas, na geração de riquezas aos acionistas, são relevantes para o cálculo do EVA®, mesmo considerando que tais reservas não provadas apresentem risco quanto à realização superiores as reservas provadas.

Reforçando o resultado deste estudo, outros estudos, como de Harris e Ohlson (1987), também, concluíram, embora em bases empíricas, o quanto as divulgações das reservas impactam o valor de mercado das empresas, e concluindo, ainda, haver uma relação significativa.

Adicionalmente, ainda que se discuta se as reservas provadas deveriam ou não fazer parte integrante das informações contábil-financeiras das empresas registradas na SEC, e assim

discutir, também, qual a fonte da informação de reservas que seria utilizada para o cálculo do EVA® para o segmento de empresas de petróleo e gás, pois essa etapa do estudo demonstrou, pelos dados obtidos na base *Evaluate Energy*, que os volumes de reservas não provadas representam 4,374 vezes o volume das reservas provadas.

Por fim, em um segmento que é caracterizado pelos elevados investimentos, tanto no nível de capital próprio e de terceiros, os investimentos registrados, contabilmente, na obtenção das reservas não provadas e a relação 4,374 vezes superior ao volume de reservas provadas passam a ser significativos para uma avaliação da criação de riquezas dessas empresas, e, dessa forma, se torna também uma importante informação para que administradores, acionistas e analistas do mercado financeiro considerem os volumes das reservas não provadas e os respectivos impactos no cálculo do EVA®.

Apesar de a conclusão dessa etapa do estudo ter indicado que o EVA® é um indicador que demonstra valor agregado para as empresas de petróleo e gás, assim como apresentado por outros estudos como já mencionado, de Harris e Ohlson (1987), ainda assim, estudos como de McCormack e Vytheeswaran (1999) apresentam que o uso do EVA na indústria tem sido um indicador pouco considerado, quando comparado a outros setores.

Embora ainda não muito utilizado pelo mercado, essa etapa do estudo demonstrou que o EVA® pode ser ajustado para refletir algumas particularidades da indústria, principalmente pelas reservas de petróleo e gás, que possuem um impacto importante no cálculo desse indicador.

## 5. CONCLUSÃO

A indústria do petróleo e gás é extremamente complexa, principalmente, no que diz respeito às reservas de petróleo e gás, por apresentarem alto grau de incerteza, desde o processo de identificação, realizada por meio de estudos geológicos e geofísicos, até a conclusão pela viabilidade na extração e comercialização.

O mercado de petróleo e gás, junto a órgãos emissores de normas contábeis, como o IASB, vem conduzindo discussões sobre o nível de informações contábeis, apresentadas pelas empresas do setor, de modo a conferir se tais divulgações são suficientes para auxiliar nas tomadas de decisão. As reservas de petróleo e gás representam parte importante dessas discussões, principalmente, por sua relevância em termos dos elevados investimentos e por suas incertezas, mas também, por não serem evidenciadas no balanço patrimonial quando descobertas.

Como conclusão desta dissertação, na etapa 1, são apresentados os resultados sobre a avaliação do valor recuperável dos ativos para cada uma das projeções do fluxo de caixa das 10 empresas selecionadas para o estudo, tendo, em ambos os cenários, as reservas de petróleo e gás como uma das premissas mais importantes na estimativa de receita de óleo e gás e dos custos.

Os resultados dos fluxos de caixa, projetados no cenário I, indicaram, para as empresas ConocoPhillips, Exxon, BP e Equinor, posição de *impairment*, em que os valores do NPV não excederam os valores contábeis (NBV), demonstrando que as projeções, calculadas apenas com base nas reservas provadas, não geram fluxos de caixa suficientes pelo uso dos ativos, que supera os respectivos valores contábeis.

Já, os resultados do cenário II foram obtidos com base nas projeções de fluxos de caixa, atualizados pelos volumes de reservas não provadas, através do índice de 4,374, que representou o quanto a receita e os valores correspondentes de custos, principalmente, os de OPEX e CAPEX, foram incrementados em relação às projeções de fluxo de caixa do cenário I, consequentemente, não apresentando essa mesma posição de *impairment* no cenário II. Diante desses resultados, se concluiu que os volumes adicionados de reservas não provadas às projeções de fluxos de caixas são relevantes e, em um cenário realista, e não hipotético como nesse estudo, certamente impactaria a decisão pelo não reconhecimento de uma provisão de *impairment* pelas empresas.

Em suma, a etapa 1 demonstrou, a partir de um único contexto contábil, ou seja, de cálculos de *impairment*, que a decisão de uma empresa em utilizar diferentes classes de reservas em

transações que afetem a contabilidade pode apresentar conclusões e reconhecimentos contábeis significativamente diferentes de outras empresas do mesmo segmento de petróleo e gás, dificultando, assim, a comparabilidade das informações. Tais resultados reforçam a conclusão sobre a necessidade de políticas contábeis consistentes entre as empresas, quanto à utilização de classes de reservas nas transações contábeis, visto que contribuiria para a melhor comparabilidade entre as informações contábil-financeiras de empresas de um mesmo segmento.

O fato de as reservas de petróleo e gás não serem reconhecidas no balanço patrimonial aumenta a necessidade de investidores ou interessados nas informações contábil-financeiras das empresas da indústria, de buscarem determinados indicadores financeiros e de *performance*, a fim de avaliar os impactos contábeis, que são influenciados pelas reservas, o sucesso operacional e, até mesmo, o desempenho futuro dessas empresas.

Nesta dissertação, ainda, os resultados da etapa 2 demonstraram que o EVA®, ajustado com alguns efeitos contábeis particulares do segmento de petróleo e gás, pode, sim, ser um indicador de gerenciamento do desempenho das empresas do segmento, mesmo que não muito utilizado pelo mercado até o momento. Também na etapa 2, assim como na etapa 1, as reservas de petróleo e gás foram premissas de elevada relevância no estudo.

Desse modo, mesmo que não reconhecidas nos balanços patrimoniais das empresas, conclui-se que elas deveriam ser consideradas no cálculo do EVA®, por apresentarem valor agregado às empresas, visto que são esses volumes de reservas os responsáveis pela geração de caixa operacional das empresas de *upstream*, do segmento de petróleo e gás.

Além disso, conforme apresentado no cenário II, quando adicionado ao índice 4,374, que se refere ao volume de reservas não provadas, ainda que apresentem níveis de incerteza superiores às reservas provadas, os indicadores do EVA® demonstraram que as reservas não provadas contribuem para o cálculo do EVA®. Tal contribuição vem do fato de essas reservas estarem relacionadas a elevados investimentos e potenciais geração de caixa operacional futuro, não fazendo sentido, então, serem desprezadas para o cálculo de um indicador que mensura o valor agregado e a geração de riquezas das empresas.

As conclusões a que chegam as etapas 1 e 2, desta dissertação, são complementares em um estudo que tem como foco principal avaliar a relevância e o impacto das reservas não provadas

de petróleo e gás, tanto para fins contábeis quanto em relação à influência na geração de riquezas das empresas aos seus acionistas.

Sendo assim, os resultados alcançados das etapas deste estudo e discutidos nesta dissertação contribuíram para reforçar, através de resultados quantitativos, obtidos a partir dos testes de *impairment* e dos cálculos dos indicadores EVA®, as discussões quanto à definição de requerimentos de divulgação das reservas de petróleo e gás, provadas ou não provadas, visto que são informações relevantes para os usuários dos relatórios contábil-financeiros das empresas da indústria de óleo e gás.

## REFERÊNCIAS

- ABOODY, D. Recognition versus Disclosure in the Oil and Gas industry. **Journal of Accounting Research**, v. 34, supplement 1996.
- ADKERSON, R. C. Can reserve Recognition accounting work? **Journal of Accountancy**, v. 148. n. 3, pp.72-81, sep., 1979.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível - ANP. Disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br) Acessado em 17/06/2019.
- ARPS, J. J. **Analysis of Decline Curves**, 1945.
- AYERS, F. and RAYBURN J. **Selectivity Bias and the Association Between Unexpected Returns, Earnings and Supplementary Reserve Disclosures in the Petroleum Industry**. University of Oklahoma, 1991.
- BASSIL, S. W.; HAMACHER, S. Estimação de reservas de Petróleo e gás através de métodos numéricos baseados na curva de declínio. **XXXVI – SBPO**. São João del-Rei, Minas Gerais, 2004.
- BERNARD, V., and SCHIPPER, K. **Recognition and disclosure in Financial Report**. University of Michigan and University of Chicago, nov., 1994.
- BOTOSAN, C. A. Disclosure level and cost of equity capital. **The Accounting Review**, n. 72, pp. 323-349, 1997.
- BROCK, H. R.; CARNES, M.Z.; JUSTICE, R. **Petroleum accounting: Principles, procedures & issues**. 6. ed., Denton, PricewaterhouseCoopers/Professional Development Institute, 1102 p., 2007.
- BRYAN, D. M.; TIRAS, S. The influence of forecast dispersion on the incremental explanatory power of earnings, book value, and analyst forecasts on market prices. **The Accounting Review**, 2007.
- BRYANT, L. Relative Value Relevance of the Successful Effort and Full Cost Accounting Methods in the Oil and Gas Industry. **Review of Account Studies**, 2003.
- CHENG, Y., Wang, Y., McVay, D.A., and Lee, W.J. Practical Application of a Probabilistic Approach to Estimate Reserves Using Production Decline Data. Paper SPE 95974 presented at the **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, Dallas, oct., 2005.
- COMITÊ DE PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS - CPC 00 (R2). **Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro**. 2019.
- CRONQUIST, C. **Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate**. SPE - Society of Petroleum Engineers, 2001.
- CRESWELL, J. W. **Projeto de pesquisa métodos qualitativos, quantitativo e misto**. 3 ed., Porto Alegre: Artmed, 2010.

CRUZ, U. O.; COLAUTO, R. D.; LAMOUNIER, W. M. Valor econômico agregado e lucro contábil. **RC&C Rev. Cont. e Controladoria**. Curitiba, v. 1 n. 3 pp. 185-199, 1999.

DALMÁCIO, F. Z.; LOPES, A.B; REZENDE, A. J; SARLO NETO, A. Uma análise da relação entre governança corporativa e acurácia das previsões dos analistas do mercado brasileiro. **Revista de Administração Mackenzie**, v. 14, n.5, pp. 104 -139, sept./oct. 2013.

Damodaram, Aswath. Disponível em:

<[http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/ctryprem.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html)>. Acessado em: 07/05/2021.

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

EHRBAR, Al. **EVA®: Valor Econômico Agregado**: a verdadeira chave para a criação da riqueza. Tradução de Bazán Tecnologia e Linguística. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999.

Extractive Activities – Oil and Gas (Topic 932). Oil and Gas Reserves Estimation and Disclosures. **Financial Accounting Standard Board**, jan., 2010

International Accounting Standards Board - IASB. **Extractive Activities Discussion Paper**. London, UK, apr., 2010.

EY International Financial Reporting Group. **International GAAP 2017** – Generally Accepted Accounting Practice under International Financial Reporting Standards. V. 2 (Chapters 24 to 41). Reino Unido: John Wiley & Sons, 2017.

Financial reporting in the oil and gas industry – **International Financial Reporting Standards**. PWC, 3. ed., jul., 2017.

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

GAUTO, M. **Petróleo e Gás** – Princípios de exploração, produção e refino. Bookman, 2016.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4. ed., São Paulo: Atlas, 2002.

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, pp. 651-670, 1987.

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, pp. 764-780, 1990.

HOLTZ, M. H. **Estimating Oil Reserve Variability by Combining Geologic and Engineering Parameters**. Texas: SPE 25827, 1993.

International Accounting Standards Board – IASB. **The conceptual framework For financial reporting**. London, 1989.

International Accounting Standards Board. IFRS. **conceptual framework basis for conclusions: conceptual framework for financial reporting**, 2018a.

International Accounting Standards Board – IASB. **The conceptual framework for financial reporting**. London, 2018b.

International Accounting Standards Board. **IFRS 6 Exploration for and Evaluation of Mineral Resources**. London, UK. December 2004.

International Accounting Standards Board. **IAS 16 - Property, Plant and Equipment**. London, UK, dec., 2001.

International Accounting Standards Board. **IAS 36 - Impairment of Assets.**, London, UK, dec., 2001.

International Accounting Standards Board. **IAS 37 - Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets**. London, UK, dec., 2001.

IUDÍCIBUS, S. de. **Análise de balanços**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 1995.

JENNINGS, D. R.; FEITEN, J. B.; e BROCK, H. R. **Petroleum Accounting: Principles, Procedures & Issues**. 5. ed., EUA: Professional Development Institute, 2000.

JOHNSTON, D.; JOHNSTON, D. **Introduction to oil company financial analysis**. Tulsa, PennWell, 500 p., 2006.

KASSAI, J. R.; KASSAI, S.; ASSAF NETO, A. Índice de Especulação de Valor Agregado – IEVA. **Revista Contabilidade e Finanças**. São Paulo: USP, n.30, pp.32-45, set./dez. 2002.

KOLLER, T. et. al. Valuation: Measuring and managing the value of companies. **McKinsey & Company**. New Jersey: Wiley, 2015.

LOPES, A. B. **A informação contábil e o mercado de capitais**. São Paulo: Thomson/Pioneira, 2002.

LOPES, A. B.; Alencar, R. C. Disclosure and cost of equity capital in emerging markets: the Brazilian case. *The International Journal of Accounting*, 45, pp. 443-464, 2010.

MATARAZZO, D. C. **Análise Financeira de Balanços: abordagem básica e gerencial**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

MCCORMACK, J; VYTHEESWARAN, J. How to Use EVA in the Oil and Gas Industry. Stern Stewart & Co. **Journal of Applied Corporate Finance**, v. 11, n. 3, pp. 109-131, 1999.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Projeções de Preço de Petróleo**, Empresa de Pesquisa Energética, 2019.

MISUND, B.; OSMUNDSEN, P.; ASCHE, F. **The value-relevance of accounting figures in the international oil and gas industry – cash flows or accruals?** Institute for Research in Economics and Business Administration, Bergen, aug., 2005.

MUNCH, M. G.; RIBEIRO, R. A.; MUNIZ, N. P.; MARQUES, J. V. da C. **Reservas de Petróleo e Gás: Os investidores possuem informação suficiente para suas análises?** 2007.

MUNCH, M. G.; SANTOS, R.; BRAGA, A. L.; STEFFANELLO, M. **O desenvolvimento de um modelo de análise econômico-financeiro para o setor petrolífero**. Recife, 2009.

NIYAMA, J. K.; MOREIRA, J. R.; AQUINO, D. B. **Estudo Comparativo dos critérios de mensuração das reservas provadas, segundo SPE/WPC e SEC: O caso da Petrobrás**, 2006.

PINHEIRO, C. G.; JUSTINO, L. A. **Utilizando o indicador EVA como sistema de gestão empresarial**. (Trabalho de Conclusão de Curso) Curso de Engenharia Mecânica. Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, 2001.

RIBEIRO, E. P.; NETO, L. T. M.; BONE, R. B. B. Reservas de Óleo e Gás em modelos de avaliação para empresas petrolíferas. **Revista brasileira de finanças**, v. 9, n. 4, 2011.

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

SPEAR, A. N. The market reaction to the reserve-based value replacement measures of oil and gas producers. **Journal of Business & Accounting**, sep. 1996.

UK Oil & Gas Authority. **UK Oil and Gas Reserves and Resources. 2017**. Disponível em <https://www.ogauthority.co.uk/explorationproduction/onshore> Acessado em: 21 mai. 2020.

VARGAS, R. V. **Análise de valor agregado (EVA) em projetos**. Rio de Janeiro: Brasport, 2002.

VASCONCELOS, Y. L.; MATIVI, C. S.; YOSHITAKE, M. Indicadores de Desempenho: Realidades sobre os acrônimos utilizados na análise contábil. **Contabilidade e Informação**. Ijuí: Unijuí, jan./jun., 2006.

WELKER, M. Disclosure policy, information asymmetry, and liquidity in equity markets. **Contemporary Accounting Research**, 11, 801-827, 1995.

WRIGHT, Charlotte, J.; SKOUSEN, Christopher, J. Overview and Analysis of the IASB Extractive Activities Discussion Paper: Recommendations and Implications for Oil and Gas Accounting and Reporting. **Accounting and Financial Management Journal**; fall/winter 2010; 29,3.

WRIGHT, C. J.; GALLUN, R. A. **Fundamentals of Oil & Gas Accounting**. 5. ed. EUA: PennWell Corporation, 2008.