

# Provisão para abandono em empresas petrolíferas: necessidades normativas frente a diferentes alternativas contábeis

## *Provision for abandonment in oil companies: regulatory needs compared to different accounting choices*

Artigo recebido: 30/05/2017 e aceito: 15/12/2017

### **Carolina Camilo dos Santos**

Rio de Janeiro – RJ

Mestre em Ciências Contábeis pela UFRJ<sup>1</sup>

carolcamilo@gmail.com

### **Odilanei Moraes dos Santos**

Rio de Janeiro – RJ

Doutor em Ciências Contábeis pela FEA/USP<sup>2</sup>

profodilanei@gmail.com

*accounting choices, based on distinct moments. The analyses carried out show that the studied alternatives imply the recognition of different values of assets, liabilities and net income throughout the projects' flows and may therefore impair the comparability of the oil companies' financial statements as well as be used to manage earnings.*

**Keywords:** Provision for Abandonment, Oil and Gas, Oil Companies, Accounting Choices.

## RESUMO

Este estudo discute diferentes escolhas contábeis relacionadas ao reconhecimento contábil da provisão para abandono em empresas petrolíferas. Essa provisão corresponde à obrigação de restaurar o meio ambiente às condições preexistentes em função do impacto causado pela instalação de equipamentos necessários à atividade de exploração e produção de petróleo. Para os objetivos deste estudo, foram elaborados, analisados e comparados três cenários representativos de possíveis escolhas contábeis pautadas em momentos distintos. As análises realizadas permitem constatar que as diferentes alternativas propostas implicam o reconhecimento de diferentes valores de ativos, passivos e resultados contábeis ao longo de todo o fluxo dos projetos e podem, portanto, prejudicar a comparabilidade das demonstrações financeiras das petrolíferas, bem como ser usadas com a finalidade de gerenciar resultados.

**Palavras-chave:** Provisão para Abandono, Petróleo e Gás, Empresas Petrolíferas, Escolhas Contábeis.

## ABSTRACT

*This paper aims to analyze different accounting choices related to the accounting recognition of the provision for abandonment in oil companies. This provision corresponds to the obligation to restore the environment to the pre-existing conditions due to the impact caused by the installation of the equipment necessary for exploration and production of oil and gas. For the purposes of this study, three scenarios were prepared, analyzed and compared to represent different*

## 1. INTRODUÇÃO

O objetivo deste estudo é identificar as principais implicações, sob o ponto de vista contábil, decorrentes de determinadas escolhas relativas ao reconhecimento da provisão para abandono na indústria *offshore* de óleo e gás (O&G). A provisão para abandono, nesse cenário, pode ser definida como a obrigação de restauração do meio ambiente às condições preexistentes em função do impacto causado pelas operações e instalação dos equipamentos necessários à extração de óleo e gás.

O International Accounting Standards Board (IASB) não possui, até o momento, uma norma específica que estabeleça critérios claros para a determinação e a contabilização da provisão de abandono de poços e desmantelamento de áreas produtoras de petróleo, mas apenas o IFRS 6 – Exploration for and Evaluation of Mineral Resources, o qual remete o reconhecimento de quaisquer obrigações de remoção e restauração decorrentes do empreendimento de exploração e avaliação de recursos minerais nos balanços das empresas às disposições do IAS 37 – Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets, sendo que o IAS 16 – Property, Plant and Equipment contém disposições para o reconhecimento da contrapartida da obrigação relativa à provisão de abandono, mas sem detalhes.

No Brasil, tem-se um contexto similar na medida em que o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) introduziu as normas IAS 37 e IAS 16 no ambiente brasileiro, com a emissão dos Pronunciamentos Técnicos CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes e CPC 27 – Ativo Imobilizado, respectivamente. No entanto, o ambiente se torna mais árido pelo fato de que o CPC não recepcionou e publicou o Pronunciamento Técnico CPC 34 – Exploração e Avaliação de Recursos Minerais, o equivalente ao IFRS 6 – Exploration for and Evaluation of Mineral Resources no Brasil.

<sup>1</sup>UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro – CEP 22290-240 – Rio de Janeiro – RJ.

<sup>2</sup>FEA/USP – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo – CEP 05508-010 – São Paulo – SP.

Nesse contexto, em que não existem normas específicas, mas tão somente orientações esparsas, há espaço para que as práticas contábeis estabelecidas pelas empresas petrolíferas no que tange ao reconhecimento contábil da provisão de abandono sejam diversas. Isso pode até mesmo prejudicar a qualidade da informação contábil pela falta de comparabilidade e neutralidade das mesmas, em conformidade com o Pronunciamento Técnico CPC 00 (R1) – Estrutura Conceitual para Elaboração e Divulgação de Relatório Contábil-Financeiro.

Diante do exposto, busca-se explorar quais seriam as implicações contábeis decorrentes do reconhecimento do custo de abandono em diferentes momentos ao longo da vida útil dos projetos de exploração e produção de petróleo.

Esse estudo auxilia na compreensão da questão central: quais são as possibilidades para o reconhecimento contábil inicial da provisão de abandono, bem como as implicações contábeis advindas das diferentes escolhas que podem ser feitas pelas empresas petrolíferas?

Para responder a esse questionamento, são propostos e discutidos três cenários, quais sejam: (1) início da constituição da provisão na fase de exploração, com base no número de poços efetivamente perfurados; (2) reconhecimento inicial da provisão somente após a constatação da viabilidade econômica do projeto e com base no número de poços efetivamente perfurados; e (3) início da constituição da provisão após a constatação da viabilidade econômica do projeto e com base no número totais de poços do projeto, perfurados e a perfurar.

## 2. REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1. O abandono na indústria de exploração e produção offshore: natureza e mensuração estimada

As empresas do setor petrolífero podem ser classificadas em dois segmentos, a depender da natureza das atividades que realizam: o de *upstream*, onde são executadas a exploração e produção (E&P) de petróleo; e o de *downstream*, em que as demais atividades inerentes à indústria são realizadas (por exemplo, refino, transporte, comercialização e estocagem) (SANTOS; MARQUES; SILVA, 2006).

Relativamente ao primeiro segmento (*upstream*), Gandra (2006) pontua que a construção de valor envolve a descoberta e a transformação de potenciais petrolíferos na efetiva produção comercial, o que permite a geração de resultado econômico para continuidade e ampliação do ciclo de acumulação e geração de riqueza. O segmento de E&P desenvolve atividades de natureza extrativista e, portanto, eminentemente declinante.

De acordo com a classificação proposta pela Rule 4-10 do Regulation S-X, emitido pela U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) (1975), e pelo Summary of Statement n. 19 (SFAS 19), emitido pelo Financial Accounting Standard Board (Fasb) (1977), pode-se afirmar que as atividades realizadas por essas empresas podem ser divididas em duas grandes fases: de exploração e produção. No Brasil, esta classificação também está em linha com as fases previstas pelo art. 24 da Lei

n. 9.478/1997 (Lei do Petróleo) para os contratos de concessão, sendo que, de acordo com este documento, na primeira fase (de exploração) incluem-se as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade, e na segunda (de produção) incluem-se as atividades de desenvolvimento (BRASIL, 1997).

Para Gandra (2006), o segmento de E&P está diretamente associado a três principais objetivos, quais sejam: (1) descobrir potencial petrolífero e incorporar reservas de petróleo; (2) desenvolver a produção das reservas; e (3) produzir e comercializar óleo e gás. O primeiro possui relação direta com a natureza extrativista e declinante do negócio e permite realizar a geração, a manutenção e o incremento da capacidade potencial de geração de resultado econômico com vistas à viabilização da continuidade e do crescimento das empresas de E&P. Além disso, compreende as atividades de exploração e avaliação, onde a viabilidade econômica e comercial do potencial petrolífero é declarada. O segundo está associado à realização de projetos de implantação da infraestrutura para transformar potencial petrolífero em efetiva produção comercial e, portanto, tem relação direta com o escopo da atividade de E&P. Abrange, conseqüentemente, a implantação dos projetos e a execução das obras para a construção da infraestrutura de produção. O terceiro propósito está voltado para a geração de resultados econômicos e financeiros.

É nesse contexto que surge a figura do abandono, que, de acordo com Santos (2006), pode ocorrer tanto pela escassez física quanto econômica, ainda que o recurso mineral não tenha sido completamente exaurido. A Agência Nacional do Petróleo (ANP) define, por meio de sua Portaria n. 25, que o abandono de poços de petróleo e/ou gás em águas brasileiras deve garantir o perfeito isolamento das zonas de petróleo e/ou gás e dos aquíferos existentes, prevenindo, portanto: (1) a migração dos fluidos entre as formações; e (2) a migração de fluidos até a superfície do terreno ou o fundo do mar. Assim, as entidades que perfuram poços em território brasileiro com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás passam a ter, por força do referido dispositivo, obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações em locais de produção (ANP, 2002). Note-se, portanto, que a obrigação relativa ao abandono das áreas perfuradas independe da fase das atividades em que se encontram as empresas petrolíferas.

As opções para o abandono de áreas situadas no mar (*offshore*) são amplas e se apresentam de formas variadas em todo o mundo, sendo que cada uma delas possui vantagens e desvantagens. Tipicamente, o abandono de poços *offshore* envolve quatro estágios diferentes, a saber: (1) desenvolvimento, avaliação e seleção das opções para o abandono e subsequente criação de um processo de planejamento detalhado que inclui questões de engenharia e segurança; (2) finalização da produção de petróleo e/ou gás com segurança e abandono de poços; (3) remoção parcial ou total da estrutura *offshore*; e (4) eliminação ou reciclagem dos equipamentos removidos. A escolha da melhor opção depende de diversos fatores, como tipo de construção, tamanho, distân-

cia do continente, condições climáticas e complexidade da remoção (PITTARD, 1997).

Para Santos, Marques e Silva (2006), o abandono inclui o desmantelamento, a demolição ou desmontagem e a remoção de instalações e equipamentos utilizados na produção, bem como a recuperação da área explorada com vistas a recuperar as condições ambientais, sempre que possível, às existentes antes da exploração da reserva. Consequentemente, os custos de abandono caracterizam-se como uma variável fundamental nas análises de viabilidade econômica de projetos de E&P, uma vez que, em alguns casos, podem ser extremamente elevados e até mesmo chegar a exceder os investimentos feitos para a construção da infraestrutura e instalação dos equipamentos necessários à produção (JENNING; FEITEN; BROCK, 2000).

Ainda de acordo com Jenning, Feiten e Brock (2000), os custos com abandono podem ser referidos como *dismantlement, restoration, and abandonment costs* ou *DR&A costs* e são obrigações usualmente exigidas em função de regulamentações governamentais. Podem derivar, ainda, de obrigações contratuais, sendo que os maiores custos de abandono ocorrem em áreas *offshore*.

Para Kaiser, Pulsipher e Byrd (2003), a estimativa dos custos de abandono de áreas produtoras de petróleo *offshore* deve levar em consideração o tamponamento e abandono de poços, bem como a preparação para remoção da plataforma e/ou instalações visando à eliminação de resíduos de hidrocarbonetos e outros. Além disso, o resíduo da lavagem deve ser descartado em local adequado. Deve ser feito o esvaziamento e a limpeza dos dutos e a desconexão deles da estrutura. Posteriormente, procede-se à separação e remoção dos módulos (por exemplo, sonda de perfuração, guindaste e alojamento (*topsides*) do convés (*deck*) da plataforma), ao corte e à remoção dos condutores e convés, ao corte e à remoção das jaquetas (*jackets*) e das estacas, ao transporte dos equipamentos e instalações removidos para terra. Por fim, realiza-se a liberação, a limpeza e a verificação da área após a remoção das estruturas.

Santos, Marques e Silva (2006) asseveram que a grande dificuldade enfrentada pelas empresas que se dedicam às atividades de exploração e produção de petróleo em relação ao custo de abandono diz respeito à estimação adequada dos gastos com desmantelamento, remoção e restauração. Isto porque os cálculos das estimativas do custo de abandono são complexos e envolvem julgamentos significativos, haja vista que: (1) referem-se a obrigações que ocorrerão em longo prazo; (2) os contratos e regulamentações relacionados usualmente possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e restauração efetivas; e (3) as tecnologias e custos de remoção de ativos se alteram constantemente, juntamente com questões políticas, ambientais, de segurança e de relações públicas.

Relativamente à identificação das fases de exploração e produção para fins contábeis, é importante notar que a indústria petrolífera no Brasil normalmente emprega a

Declaração de Comercialidade (documento que atesta a viabilidade econômica do projeto) como marco, sobretudo se a empresa se utilizar do método dos esforços bem-sucedidos. Apenas para fins de contextualização, é interessante notar que a atividade das empresas deste setor, regulado no Brasil pela ANP, é permeada pelo cumprimento de uma série de obrigações. Primeiramente, em conformidade com a Resolução ANP n. 30/2014, as concessionárias devem seguir o Regulamento Técnico do Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) de petróleo e/ou gás natural. Segundo este regulamento, uma vez concluído o PAD o concessionário deve enviar à ANP o Relatório Final de Avaliação de Descoberta (RFAD), reportando não somente as atividades desenvolvidas neste período, como também seus resultados e conclusões. Após a apresentação deste documento à ANP, o concessionário poderá declarar comercialidade de toda ou parte da área avaliada ou, ainda, devolvê-la à ANP. A Declaração de Comercialidade é feita para uma área quando, a critério do concessionário, contém petróleo ou gás natural em condições que tornem possível o retorno dos investimentos incorridos durante a fase de produção. Por fim, caso seja declarada a comercialidade, o concessionário deverá seguir o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento para os Campos de Grande Produção, definido pela Resolução ANP n. 17/2015. Entre outras coisas, o referido plano contém o custo previsto e o planejamento das operações relativas ao abandono da área sob concessão.

## 2.2. Reconhecimento contábil do custo de abandono

No âmbito das normas internacionais de contabilidade, o único documento publicado pelo IASB dedicado à exploração de avaliação de recursos minerais é de natureza não obrigatória – trata-se do IFRS 6 – Exploration for and Evaluation of Mineral Resources. Além disso, ainda que a adoção desse documento fosse compulsória, ele não traz critérios específicos relacionados à provisão para o custo de abandono nas indústrias petrolíferas.

O mesmo pode ser dito em relação ao cenário brasileiro, que recepcionou os padrões internacionais de contabilidade por meio dos pronunciamentos técnicos, orientações e interpretações emitidos pelo CPC. Sendo assim, no que diz respeito a esse assunto, as entidades sujeitas às normas contábeis internacionais e brasileiras devem observar o que está disposto na IFRS 6 e nas IAS 37 e IAS 16 (no Brasil CPC 25 e CPC 27, respectivamente), ou seja, que reconheçam quaisquer obrigações de remoção e restauração que sejam incorridas durante um período específico de acordo com suas políticas contábeis referentes à provisão para custo de abandono, em conformidade com o disposto nessas normas.

Na busca de mais orientações e referências acerca das melhores práticas relativas à constituição da provisão de abandono na indústria de O&G, parte-se, então, para análise das normas norte-americanas. O Fasb determinava, por meio do Accounting Standards Codification – ASC 932 (Extractive Activities – Oil and Gas, antigo SFAS 19), que a provisão com

abandono de poços e desmantelamento de áreas produtoras de petróleo fosse registrada no decorrer da vida produtiva das áreas exploradas. Posteriormente, essas regras foram aperfeiçoadas pelo ASC 410 (Asset Retirement and Environmental Obligations, antigo SFAS 143), também emitido pelo FASB, que estabeleceu que o passivo futuro decorrente da atividade de abandono e restauração da área ocupada deve ser reconhecido tão logo seja possível sua estimativa.

Além disso, o referido passivo deve ser somado ao custo do ativo ao qual está relacionado. Para tanto, é necessária a formação de estimativa do fluxo de caixa futuro para o abandono de área produtiva, trazendo-o a valor presente usando-se uma taxa “que reflita as atuais avaliações de mercado quanto ao valor do dinheiro no tempo e os riscos específicos para o passivo”, em conformidade com o Pronunciamento Técnico CPC 25. Consequentemente, o valor presente dos gastos futuros com o abandono sofrerá a depreciação juntamente com o valor do ativo principal relacionado. É importante notar que essa provisão deverá ser revisada anualmente em função das mudanças que forem identificadas em relação à passagem do tempo, taxas e estimativas com os gastos futuros.

Para Silva e Rodrigues (2011, p. 65), o registro da provisão com abandono pode ser feito como um passivo separado ou como um componente de depleção, depreciação e amortização acumuladas. Este entendimento está em linha com o disposto no ASC 410, que determina que, nos casos em que os ativos forem parte de um grupo maior, caso dos poços que compõem, por exemplo, campos de petróleo, é permitido o uso de técnicas de agregação com o objetivo de se efetuar a baixa coletiva de ativos.

### 2.3. Estudos anteriores

A literatura corrente sobre o tema provisão de abandono apresenta como abordagens principais questões conceituais (SANTOS; MARQUES; SILVA, 2006), reconhecimento e divulgação (SANTOS; SILVA; MARQUES, 2007; BIASI, 2013) e mensuração do valor da provisão de abandono (PITTARD, 1997; KAISER; MESYANZHINOV; PULSIPHER, 2005; KAISER; LIU, 2014).

Santos, Marques e Silva (2006) investigaram o arcabouço teórico e normativo do reconhecimento contábil da provisão de abandono na contabilidade das empresas petrolíferas, contribuindo para o entendimento das informações contábeis dessas empresas.

Posteriormente, Santos, Silva e Marques (2007) analisaram as determinações contidas na norma norte-americana SFAS 143 e realizaram um estudo de caso da Petrobras no que tange à adoção da norma pela empresa e divulgação das informações decorrentes. Constatou-se que os efeitos iniciais da adoção do SFAS 143 foram significativos na Petrobras, a qual reverteu 90,1% (US\$ 1,166 bilhões) da provisão para abandono constituída antes da norma. Quanto à divulgação, a Petrobras atendeu todas as exigências impostas pelo SFAS 143.

Biasi (2013) investigou a aderência do nível de divulgação da provisão de abandono das empresas Petrobras, Chevron e British Petroleum quanto às determinações normativas, encontrando atendimento mínimo quanto a essas exigências de divulgação, além de não haver uma padronização quanto à divulgação de informações pelas empresas.

Pittard (1997) estimou que os gastos necessários para abandonar 6.500 plataformas existentes no mundo girariam entre US\$ 29 e US\$ 40 bilhões. Kaiser, Mesyanzhinov e Pulsipher (2005) desenvolveram um estudo das plataformas sujeitas ao processo de abandono instaladas no Golfo do México, com o objetivo de elaborar um modelo matemático capaz de estimar adequadamente os custos e o momento da remoção das estruturas, com base na produção dos campos.

Kaiser e Liu (2014), por sua vez, estimaram em US\$ 2,4 bilhões o custo para remoção de 53 plataformas fixas existentes no Golfo do México, além da remoção dos equipamentos e tamponamento dos poços.

Nesse contexto, a proposta deste estudo permite um avanço na literatura sobre provisão de abandono ao abordar as consequências decorrentes de diferentes escolhas contábeis quanto ao reconhecimento da provisão de abandono, em função de ausência normativa específica, tal como discutido anteriormente.

## 3. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Para permitir as análises necessárias e atender ao objetivo proposto, é elaborado um caso de uma empresa petrolífera fictícia que está sujeita a alguns cenários possíveis no que tange ao momento de reconhecimento da provisão para abandono. Essa estratégia permite a análise e a identificação das diferenças, para fins contábeis, entre as alternativas/cenários existentes quando da tomada de decisão para o registro da provisão de abandono.

A situação prática refere-se ao caso de uma empresa petrolífera que atua no Brasil, chamada Brasil Óleo e Gás (Braog), que obteve o direito de explorar uma determinada área por um prazo de três anos. Nesse tempo, foram perfurados dois poços, sendo ambos considerados como economicamente produtivos, levando a empresa a avaliar o projeto como viável economicamente, com a Declaração de Comercialidade da área junto à agência reguladora ao final do quarto ano.

Para deixar a área em condições de produção, a empresa se comprometeu, no Plano de Desenvolvimento (PD) da área, com a perfuração de mais dois poços no projeto. Todos os quatro poços começam a produzir petróleo no sétimo ano e permanecem em atividade por dez anos.

Os quatro poços da área sob concessão foram perfurados em momentos diferentes, quais sejam: o poço 1 foi perfurado no ano 1; o poço 2 no ano 3; o poço 3 no ano 5; e o poço 4 no ano 6. Estimou-se um custo para deixar a área nas condições preexistentes de \$ 250.000 por poço e ocorreria ao final do 16º ano. A taxa de risco envolvida no negócio é estimada em 10% ao ano.

Para permitir as análises correspondentes são apresentados os cálculos do valor da provisão de abandono, do valor do ajuste a valor presente da provisão, do valor da depreciação e do valor lançado no resultado, ano a ano. Da mesma forma, apresenta-se a contabilização de cada evento ao longo do projeto.

#### 4. ANÁLISE DAS ESCOLHAS CONTÁBEIS

##### 4.1. Início da constituição da provisão na fase de exploração, com base no número de poços efetivamente perfurados

Neste cenário, a provisão para o abandono começa a ser reconhecida no ano 1, com base no valor futuro estimado para o poço 1, \$ 250.000, ajustado a valor presente. Começa a

haver impacto no resultado somente a partir do ano 2, quando o passivo relativo à provisão para abandono do Poço 1 é ajustado de modo a refletir o valor presente existente à época.

No terceiro ano, os valores registrados no passivo passam a incluir também a provisão para abandono do poço 2 e, em contrapartida, a conta de despesas financeiras é debitada pelo ajuste a valor presente da provisão para abandono do poço 1 reconhecida no ano anterior.

Nos anos subsequentes, até o ano 6, o cenário se repete, ou seja, são efetuados lançamentos em conta de passivo e resultado a título da atualização da provisão para abandono dos poços para que representem o valor presente, sendo que essa sistemática passa a ser aplicada ao poço 3 a partir do ano 5 e ao poço 4 a partir do ano 6, tendo em vista o momento da perfuração efetiva desses poços.

A Tabela 1 demonstra os valores registrados nos livros da Braog até o ano 6.

**Tabela 1:** Cenário 1: valores contabilizados pela Braog até o ano 6

Contas envolvidas no cenário 1	1º ano	2º ano	3º ano	4º ano	5º ano	6º ano
Saldo da provisão para abandono	59.848	65.833	144.832	159.315	262.870	385.543
Valor do ajuste a valor presente	-	5.985	6.583	14.483	15.932	26.287
Valor da depreciação	-	-	-	-	-	-
Valor total lançado no resultado do exercício	-	5.985	6.583	14.483	15.932	26.287

A efetiva depreciação só começa a ser reconhecida quando do início da produção, que se dá, no caso dos quatro poços, no ano 7, e tem como base o valor do reconhecimento inicial da provisão para abandono destas áreas e que compõe o custo do ativo, conforme o CPC 27.

A partir desse período, são feitos lançamentos referentes a todos os quatro poços, em função: da atualização dos passivos da provisão para abandono; do consequente registro do ajuste a valor presente em contas de resultado do exercício; e da depreciação dos passivos em função da produção.

A Tabela 2 demonstra os valores registrados pela Braog entre os anos 7 e 16.

Nesse cenário, o passivo é evidenciado à medida que a empresa faz a intervenção no meio ambiente (perfura os poços). Assim, desde o primeiro ano do projeto, quando da finalização do primeiro poço, tem-se o reconhecimento do

passivo e o consequente ativo. A partir do segundo ano, a provisão é atualizada pela passagem do tempo, tendo a sua contrapartida lançada em conta de despesas financeiras, no resultado do exercício.

A referida sistemática é seguida ao longo do projeto, com a constituição de nova provisão quando da finalização da perfuração de novos poços, e depois apenas com a atualização do passivo e a realização da depreciação do ativo constituído quando do início da produção.

Ao final do projeto, constará o saldo de \$ 1.000.000 no passivo, referente ao custo de abandono dos 4 poços (\$ 250.000 por poço). Esse montante foi sistematicamente alocado ao resultado, sendo \$ 683.727 a título de despesas financeiras decorrentes do ajuste a valor presente e outros \$ 316.273 correspondente a despesas de depreciação, perfazendo os \$ 1.000.000 inicialmente comentados.

**Tabela 2:** Cenário 1: valores contabilizados pela Braog entre os anos 7 e 16

Contas envolvidas no cenário 1	7º ano	8º ano	9º ano	10º ano	11º ano	12º ano	13º ano	14º ano	15º ano	16º ano
Saldo da provisão para abandono	424.098	466.507	513.158	564.474	620.921	683.013	751.315	826.446	909.091	1.000.000
Valor do ajuste a valor presente	38.554	42.410	46.651	51.316	56.447	62.092	68.301	75.131	82.645	90.909
Valor da depreciação	31.627	31.627	31.627	31.627	31.627	31.627	31.627	31.627	31.627	31.627
Valor total lançado no resultado do exercício	70.182	74.037	78.278	82.943	88.075	93.719	99.929	106.759	114.272	122.536

#### 4.2. Início da constituição da provisão após a apresentação de Declaração de Comercialidade à ANP, com base no número de poços efetivamente perfurados

Neste cenário, a provisão para o abandono é reconhecida a partir do ano 4, com base no valor futuro estimado para os poços 1 e 2, \$ 250.000, ajustado a valor presente, mesmo que tais poços tenham sido perfurados antes, nos anos 1 e 3 do projeto.

Começa a haver impacto no resultado somente a partir do ano 5, quando o passivo relativo ao dos poços 1 e 2 é ajustado de modo a refletir o valor presente existente à época. Além disso, tem-se também o reconhecimento inicial da provisão para abandono do poço 3.

No ano 6, os valores registrados no passivo passam a incluir também o abandono do poço 4 e a conta de despesas financeiras é debitada pelo ajuste a valor presente dos três poços registrados em anos anteriores.

A Tabela 3 demonstra os valores registrados nos livros da Braog até o ano 6.

Comparando-se com o cenário anterior, percebe-se que entre os anos 1 a 3 do projeto nenhum passivo é evidenciado, apesar de a empresa ter realizado intervenções no meio ambiente por meio da perfuração dos poços 1 e 2. Isso acontece em função das políticas adotadas pela Braog em cada um dos cenários: no primeiro o reconhecimento se inicia juntamente com a perfuração dos poços, e no segundo após a Declaração de Comercialidade da área.

**Tabela 3:** Cenário 2: valores contabilizados pela Braog até o ano 6

Contas envolvidas no cenário 2	1º ano	2º ano	3º ano	4º ano	5º ano	6º ano
Saldo da provisão para abandono	-	-	-	159.315	262.870	385.543
Valor do ajuste a valor presente	-	-	-	-	15.932	26.287
Valor da depreciação	-	-	-	-	-	-
Valor total lançado no resultado do exercício	-	-	-	-	15.932	26.287

A indefinição sobre a viabilidade econômica de um projeto de exploração e produção de petróleo nos anos iniciais é a principal razão para o não reconhecimento do passivo relativo ao custo de abandono.

A efetiva depreciação só começa a ser reconhecida quando do início da produção, que se dá, no caso dos quatro poços, no ano 7, e tem como base o valor do reconhecimento inicial da provisão para abandono destas

áreas. A partir deste período, são feitos lançamentos referentes a todos os quatro poços, em função: da atualização dos passivos da provisão para abandono; do consequente registro do ajuste a valor presente em contas de resultado do exercício; e da depreciação dos passivos em função da produção.

A Tabela 4 demonstra os valores registrados pela Braog entre os anos 7 e 16.

**Tabela 4:** Cenário 2: valores contabilizados pela Braog entre os anos 7 e 16

Contas envolvidas no cenário 2	7º ano	8º ano	9º ano	10º ano	11º ano	12º ano	13º ano	14º ano	15º ano	16º ano
Saldo da provisão para abandono	424.098	466.507	513.158	564.474	620.921	683.013	751.315	826.446	909.091	1.000.000
Valor do ajuste a valor presente	38.554	42.410	46.651	51.316	56.447	62.092	68.301	75.131	82.645	90.909
Valor da depreciação	34.332	34.332	34.332	34.332	34.332	34.332	34.332	34.332	34.332	34.332
Valor total lançado no resultado do exercício	72.887	76.742	80.983	85.648	90.780	96.425	102.634	109.464	116.977	125.242

Percebe-se que os efeitos contábeis divergentes no resultado, quando da análise dos cenários 1 e 2, dizem respeito ao valor da depreciação. Isso acontece em função do momento em que se deu o reconhecimento inicial da provisão de abandono, ou seja, parte do valor referente às despesas financeiras reconhecidas nos anos 2, 3 e 4 no cenário 1 foi incorporada ao valor do ativo, diferindo-se, assim, no

resultado, despesas de depreciação ao longo dos dez anos a partir do início da produção no sétimo ano.

Olhando o projeto como um todo, em seus 16 anos, pode-se perceber diferenças em relação ao valor total inicial do ativo (\$ 343.325) e consequente valor de despesa de depreciação, além do comportamento da evolução do passivo para se chegar ao montante de \$ 1.000.000,

com despesas financeiras decorrentes do ajuste a valor presente de \$ 656.675. Assim, percebe-se a existência de diferenças temporais decorrentes do diferimento do reconhecimento do custo de abandono dos poços 1 e 2, do primeiro e terceiro anos, para o quartoº ano, quando da declaração da viabilidade econômica do projeto. Nessa situação, tem-se uma melhor situação econômico-financeira no curto prazo em relação ao cenário 1.

#### 4.3. Início da constituição da provisão após a apresentação de Declaração de Comercialidade à ANP, com base no número de poços totais estimados

Neste cenário, a provisão para o abandono é reconhecida, para os quatro poços, a partir do ano 4, com a entrega da Declaração de Comercialidade à ANP e com base no valor futuro estimado para cada um dos mesmos, \$ 250.000, ajus-

tado a valor presente. Começa a haver impacto no resultado somente a partir do ano 5, quando o passivo relativo à provisão para abandono dos quatro poços é reconhecido de modo a refletir o valor presente existente à época.

A Tabela 5 demonstra os valores registrados nos livros da Braog até o ano 6.

Da mesma forma como nos outros dois cenários, a depreciação só começa a ser reconhecida quando do início da produção, no ano 7, tendo como base o valor do ativo correspondente aos quatro poços reconhecidos em um único momento no projeto. A partir desse período, são feitos os registros subsequentes pela atualização dos passivos da provisão para abandono e do consequente registro do ajuste a valor presente em contas de resultado do exercício.

A Tabela 6 demonstra os valores registrados pela Braog entre os anos 7 e 16.

**Tabela 5:** Cenário 3: valores contabilizados pela Braog até o ano 6

Contas envolvidas no cenário 3	1º ano	2º ano	3º ano	4º ano	5º ano	6º ano
Saldo da provisão para abandono	-	-	-	318.631	350.494	385.543
Valor do ajuste a valor presente	-	-	-	-	31.863	35.049
Valor da depreciação	-	-	-	-	-	-
Valor total lançado no resultado do exercício	-	-	-	-	31.863	35.049

**Tabela 6:** Cenário 3: valores contabilizados pela Braog entre os anos 7 e 16

Contas envolvidas no cenário 3	7º ano	8º ano	9º ano	10º ano	11º ano	12º ano	13º ano	14º ano	15º ano	16º ano
Saldo da provisão para abandono	424.098	466.507	513.158	564.474	620.921	683.013	751.315	826.446	909.091	1.000.000
Valor do ajuste a valor presente	38.554	42.410	46.651	51.316	56.447	62.092	68.301	75.131	82.645	90.909
Valor da depreciação	31.863	31.863	31.863	31.863	31.863	31.863	31.863	31.863	31.863	31.863
Valor total lançado no resultado do exercício	70.417	74.273	78.514	83.179	88.310	93.955	100.164	106.995	114.508	122.772

Neste cenário, o passivo decorrente dos poços 1 e 2 deixa de ser reconhecido quando da intervenção no meio ambiente, como acontece no cenário 1. Por outro lado, o passivo decorrente do custo de abandono dos poços 3 e 4 é antecipado, em relação aos demais cenários, do quinto e sexto anos para o ano 4, em que ocorre a Declaração de Comercialidade da área.

O fundamento dessa sistemática decorre do fato de que é somente a partir da Declaração de Comercialidade feita à ANP que a empresa exploradora de petróleo se compromete a desenvolver a produção do campo de petróleo e dá detalhes a respeito de como será feito o abandono da área, de acordo com as condições especificadas no Plano de Desenvolvimento (PD).

Assim, para que se possa extrair petróleo de forma economicamente viável, é necessário, obrigatoriamente, que a empresa perfure os poços 3 e 4. Em outras palavras, a partir da

Declaração de Comercialidade, considera-se muito provável que todos os poços incluídos no PD serão efetivamente perfurados e, conseqüentemente, o passivo relativo a essas obrigações de restauro deveria ser reconhecido a partir de então.

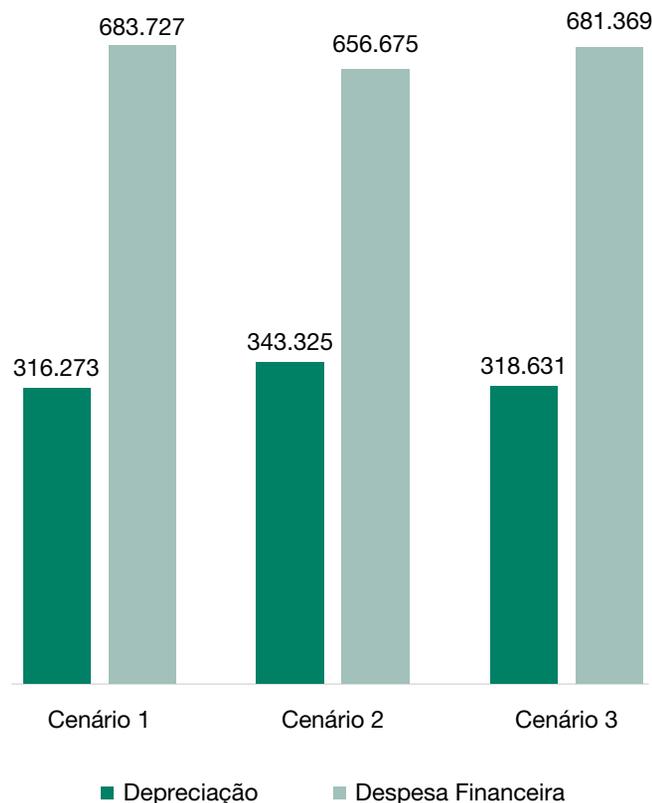
Tendo o quarto ano como base, os registros contábeis indicam que o cenário 3 proporciona, nesse período, maior passivo (\$ 318.631 contra \$ 159.315 dos cenários 1 e 2) e maior ativo (\$ 318.631 contra \$ 132.264 do cenário 1 e \$ 159.315 do cenário 2). Quanto ao resultado, não há impacto nesse momento, tal como ocorre com o cenário 2, ao passo que no cenário 1 o impacto seria de \$ 14.483.

Verificando o projeto como um todo, o cenário 3 implica o reconhecimento de \$ 681.369 a título de despesa financeira no resultado apurado ao longo dos anos, que é um valor inferior ao apurado no cenário 1 (\$ 683.727) e superior ao verificado no cenário 2 (\$ 656.675). A diferença decorre dos

diferentes momentos de início do reconhecimento contábil do custo de abandono, como já explicado anteriormente.

Objetivando a melhor compreensão das diferenças geradas com base nos três cenários e, conseqüentemente, o entendimento das correspondentes implicações contábeis, a Figura 1 evidencia o valor total dos ativos reconhecidos em cada cenário, correspondente, também, ao montante apropriado ao resultado a título de depreciação do 7º ao 16º ano do projeto e ao valor reconhecido como despesa financeira.

**Figura 1:** – Valor do ativo e despesa de depreciação



Em qualquer cenário e em termos nominais, o resultado da empresa será onerado em \$ 1.000.000, somando-se as parcelas referentes à despesa de depreciação e à despesa financeira. A diferença entre eles é, portanto, uma questão temporal: a depender do momento e do cenário, diferentes estruturas patrimoniais da empresa poderão ser vistas.

Caso a empresa possua incentivos para apresentar menores passivos em curto prazo, o cenário 1 responde melhor a esse propósito, dado que o montante a ser reconhecido inicialmente como provisão de abandono corresponderá a \$ 316.273. Por outro lado, esse é o cenário que resulta em mais despesas financeiras. Já se os incentivos são no sentido de melhorar o resultado da empresa em curto prazo, o cenário 2 parece o mais interessante até o sexto ano do projeto. A partir do sétimo ano, com o início da depreciação, a situação se reverte para o cenário 1.

Dessa forma, fica claro que a ausência de normas específicas para o registro do custo de abandono permite que as

empresas petrolíferas façam escolhas contábeis que dificultam a comparabilidade das informações divulgadas e, até mesmo, comprometem a neutralidade da informação como requerido pela Estrutura Conceitual (CPC, 2011).

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

As análises realizadas permitem compreender que as diferentes escolhas contábeis relativas ao registro da provisão para o custo de abandono nas empresas petrolíferas, no contexto das IFRS, se baseiam na antecipação ou postergação do momento do reconhecimento inicial da sua contabilização, ou seja, as implicações têm caráter temporal.

Nesse contexto, a falta de um padrão contábil específico que trate do registro do custo de abandono implica a possibilidade de as empresas atuantes no segmento de exploração e produção de petróleo gerenciarem os seus resultados, muito mais fortemente, com o estabelecimento das políticas contábeis que lhes forem mais convenientes, mesmo sendo a prática discricionária um dos atributos das IFRS.

Este estudo possui relevância na medida em que discute aspectos úteis para diversas partes atuantes no cenário econômico atual da indústria de óleo e gás: empresas produtoras, órgão normatizador contábil, agência reguladora e autoridades fiscais. As mais afetadas são as empresas atuantes no setor, que precisam fazer escolhas contábeis semelhantes às que foram aqui discutidas durante o curso de seus negócios, não somente em relação às áreas para as quais não foram feitos registros relativos ao custo de abandono até o momento, como também no que concerne às áreas que já possuem registros contábeis referentes a esse gasto.

Além disso, este trabalho apresenta uma discussão importante para o órgão normatizador contábil brasileiro, pois demonstra que a lacuna contida nos documentos emitidos por essa entidade permite que, a depender do julgamento exercido pelas empresas, diferentes resultados sejam apresentados nas demonstrações contábeis.

Importante destacar que os cenários tratados neste trabalho decorrem da análise regulatória do setor petrolífero no Brasil e que os valores apresentados não mantêm, necessariamente, relação com os valores praticados pelas empresas, servindo apenas para evidenciar a existência de diferenças temporais decorrentes das possibilidades para o reconhecimento inicial. Assim, esses destaques constituem-se na limitação do trabalho.

Futuros estudos nesta área poderão verificar qual prática vem sendo adotada pelas empresas atuantes no Brasil e em países que adotam as IFRSs. Outra possibilidade seria estudar qual das possíveis práticas estaria mais alinhada com a teoria contábil, já que, até o momento, diretrizes contábeis específicas não foram emitidas pelos órgãos responsáveis pelas normas internacionais e brasileiras. É importante destacar também que não foram abordadas questões tributárias e regulatórias, ligadas ao cálculo da Participação Especial, as quais podem ter efeitos relevantes sobre o tema e, conseqüentemente, se tornar objetos de futuras análises.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Portaria ANP nº 25, de 6 de março de 2002. Aprova o regulamento que trata do abandono de poços perfurados com vistas a exploração ou produção de petróleo e/ou gás. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 7 mar. 2002.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Resolução ANP nº 30, de 19 de maio de 2014. Aprova o Regulamento Técnico do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural, doravante denominado Plano ou PAD que, anexo à presente Resolução, define o objetivo, o conteúdo e a forma de apresentação do documento e define e especifica o conteúdo do Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo e Gás Natural (RFAD). *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 20 maio 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 20 mar. 2015.

BIASI, L. T. L. *Evidenciação de provisão para o abandono de ativo adotada pelas empresas petrolíferas*. 2013. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) – Fundação Escola de Comércio Álvares Penteado, São Paulo, 2013.

BRASIL. Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976. Dispõe sobre as sociedades por ações. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF: seção 1, suplemento, p. 1, 17 dez. 1976.

BRASIL. [Constituição (1998)]. *Constituição da República Federativa do Brasil*. Brasília, DF: Senado Federal, 1988.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, p. 16925, 7 ago. 1997.

COMITÊ DE PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS – CPC. *Pronunciamento Técnico CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro*. Brasília, DF: CPC, 2009a.

COMITÊ DE PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS – CPC. *Pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes*. Brasília, DF: CPC, 2009b.

COMITÊ DE PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS – CPC. *Pronunciamento Técnico CPC 27 – Ativo Imobilizado*. Brasília, DF: CPC, 2009c.

COMITÊ DE PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS – CPC. *Pronunciamento Técnico CPC 00 – Estrutura Conceitual para Elaboração e Divulgação de Relatório Contábil-Financeiro*. Brasília, DF: CPC, 2011.

FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS BOARD – FASB. *SFAS 19 – Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies*. Norwalk: Fasb, 1977.

FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS BOARD – FASB. *SFAS 143 – Accounting for Asset Retirement Obligations*. Norwalk: Fasb, 2001.

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

GANDRA, R. M. Impacto da participação especial em campos gigantes offshore de petróleo. *Produção*, São Paulo, v. 16, n. 2, p. 274-286, 2006.

INTERNATIONAL ACCOUNTING STANDARDS BOARD – IASB. *International financial reporting standards: IRFS®*. Londres: Iasb, 2009.

JENNING, D. R.; FEITEN, J. B.; BROCK, H. R. *Petroleum accounting: principles, procedures & issues*. 5. ed. Denton: PricewaterhouseCoopers, 2000.

KAISER, M. J.; PULSIPHER, A. G.; BYRD, R. C. Study estimates Gulf of Mexico decommissioning costs. *Oil & Gas Journal*, Nashville, v. 101, n. 38, p. 39-47, 2003.

KAISER, M. J.; MESYANZHINOV, D. V.; PULSIPHER, A. G. *Modeling structure removal processes in the Gulf of Mexico*. United States: Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, 2005.

KAISER, M. J.; LIU, M. Decommissioning cost estimation in the deepwater US Gulf of Mexico – Fixed platforms and compliant towers. *Marine Structures*, Trondheim, v. 37, p. 1-32, 2014.

PITTARD, A. Field abandonment costs vary widely worldwide. *Oil & Gas Journal*, Nashville, v. 95, n. 11, p. 84-91, 1997.

SANTOS, O. M. *Tratamento contábil das obrigações de baixa de ativos de longa duração: uma aplicação em empresas petrolíferas*. 2006. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) – Faculdade de Administração e Ciências Contábeis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

SANTOS, O. M.; MARQUES, J. A. V. C.; SILVA, P. D. A. O custo de abandono nas empresas petrolíferas. *Revista de Contabilidade e Finanças*, São Paulo, n. 41, p. 56-71, 2006.

SANTOS, O. M.; SILVA, P. D. A.; MARQUES, J. A. V. C. Tratamento contábil do custo de abandono: uma aplicação em empresas petrolíferas. *Contabilidade Vista & Revista*, Belo Horizonte, v. 18, n. 3, p. 59-79, 2007.

SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION – SEC. *Regulation S-X Rule 4-10*. Washington, DC: SEC, 1975.

SILVA, C. E.; RODRIGUES, A. *Contabilidade de petróleo e gás: USGAAP, IFRS e caso Petrobras*. São Paulo: Cengage Learning, 2011.

#### **Errata – Revista Pensar Contábil. Rio de Janeiro, vol.XXI, n. 74, jan.-abr.2019. Encarte especial.**

Página 2:

##### **Sumário**

20 Impactos do Impairment test nos indicadores de desempenho das companhias que atuam no segmento de exploração, refino e distribuição de petróleo, gás e biocombustíveis listadas na BM&BOVESPA

*Impacts of impairment test on the financial statements of the companies involved in the Exploration, Refining and Distribution of Petroleum, Gas and Biofuels listed on BM & FBOVESPA*

##### **Onde se lê**

“Diogo Di Mao Oliveira”

“Diogo Di Mambro Oliveira”

##### **Leia-se**

“Luana Regina Lopes Brandão Santos,

Sidmar Roberto Vieira Almeida,

Thiago de Abreu Costa e

Eduardo Felicíssimo Lyrio”