

# CONTABILIDADE DAS EMPRESAS PETROLÍFERAS: O CUSTO DE ABANDONO

ACCOUNTING OF PETROLEUM COMPANIES: THE ABANDONMENT COST

## ODILANEI MORAIS DOS SANTOS

odilanei@facc.ufrj.br

## PAULA DANYELLE ALMEIDA DA SILVA

danyelle@facc.ufrj.br

## MOACIR SANCOVSKI

mefsanfov@uol.com.br

### RESUMO

As características das empresas petrolíferas fazem com que o sistema de informação contábil para esse tipo de indústria apresente particularidades contábeis relacionadas diretamente às atividades de exploração e produção de petróleo (E&P). O objetivo deste artigo é investigar o arcabouço teórico e normativo da contabilidade do setor petrolífero, focando principalmente os aspectos relacionados ao custo de abandono de poços, o que contribui para que as informações contábeis sejam apresentadas num melhor nível de *disclosure*. Para tanto foi desenvolvido um estudo exploratório-comparativo das normas da *oil and gas accounting*. De forma pragmática, os custos de abandono (ato de tamponar o poço e tirá-lo de serviço ou de atividade, reverter, alienar ou remover qualquer instalação construída nele) devem ser considerados como parte dos custos capitalizados do ativo (poços, equipamentos e instalações), tendo como contrapartida, no passivo, o valor correspondente à obrigação futura do desmantelamento, remoção e restauração. Os resultados indicaram a existência de inconsistências e ausências de determinações mais claras nas normas contábeis relacionadas à indústria petrolífera, comprometendo em parte a qualidade das informações divulgadas pelas empresas do setor.

*Palavras-chave:* custo de abandono, E&P, contabilidade de óleo e gás, SFAS 143.

### ABSTRACT

Due to the characteristics of the petroleum companies, the accounting information system for this industry presents accounting particularities that are directly related to the activities of oil exploration and production (E&P). The objective of this study is to investigate the theoretical and normative basis of the accounting in the petroleum sector, focusing on the aspects related to the cost of the abandonment of wells, which contributes to present the accounting information with a higher level of disclosure. For that purpose, an exploratory-comparative study of the oil and gas accounting norms was developed. In fact, the abandonment cost (the act of plugging the well and taking it off of service or activity, of reverting, alienating or removing any installation constructed in it) must be considered as a part of the capitalized costs of the assets (wells, equipment and installations), having as a counterpart, in the liabilities, the value corresponding to the future obligation of the dismantling, removal and restoration. The results indicate the existence of inconsistencies and the absence of clearer determinations in the accounting norms related to the petroleum industry, thus partly affecting the quality of the information being disclosed by the companies of this sector.

*Key words:* cost of abandonment, E&P, oil and gas accounting, SFAS 143.

## INTRODUÇÃO

O registro da participação do petróleo na vida humana remonta a tempos bíblicos: na antiga Babilônia, os tijolos eram assentados com asfalto, e o betume era largamente utilizado pelos fenícios na calafetação de embarcações. Ao longo do tempo, o petróleo foi se impondo como fonte de energia, e, com o advento da petroquímica, centenas de novos compostos são produzidos, muitos deles utilizados diariamente, como plásticos, borrachas sintéticas, tintas, corantes, adesivos, solventes, detergentes, explosivos, produtos farmacêuticos, cosméticos etc. (Thomas, 2001).

Atualmente, portanto, é inegável que o petróleo, juntamente com o gás natural, representa a principal fonte de energia primária consumida no mundo e diariamente movimenta bilhões de dólares em atividades industriais gigantescas, passando a ser imprescindível às facilidades e comodidades da vida moderna.

De acordo com relatório da British Petroleum (2004), o consumo de petróleo e gás natural representou 61,3% de toda a energia consumida no mundo em 2003, ficando à frente de outras fontes como o carvão, com 26,5%, e energia nuclear e hidroelétrica, ambas com 6,1%. No Brasil, a importância do petróleo e do gás natural como fonte de energia primária também é relevante, sendo que sua participação em relação a toda energia consumida em 2003 representou cerca de 54,3%.

A atividade petrolífera é, por natureza, uma indústria de capital intensivo, onde recursos extraordinários são alocados em pesquisa e desenvolvimento, dada a exigência de tecnologias e equipamentos cada vez mais sofisticados, seja para a descoberta de novas jazidas, seja para a extração, transporte e refino do petróleo.

No Brasil, o setor petrolífero vem passando por grandes mudanças, principalmente após a promulgação da Emenda Constitucional nº 9, a qual flexibilizou o monopólio do petróleo, permitindo que atividades até então de responsabilidade exclusiva da União pudessem ser concedidas a outras empresas, além da Petrobras, a qual detinha o monopólio da exploração e produção de petróleo até 1998. A regulamentação do setor do petróleo no Brasil se deu pela Lei nº 9.478, de 06.08.1997 – Lei do Petróleo –, a qual estabeleceu que qualquer empresa, independentemente da origem de seu capital, pode realizar atividades de exploração, produção, transporte, refino, importação e exportação de petróleo (ANP, 2000).

Com isso, estimulou-se a criação de novas empresas nacionais, bem como a vinda de empresas estrangeiras para o país, visando ao aproveitamento de todo o potencial das bacias sedimentares brasileiras. Tal fato pode ser observado nos leilões de áreas de concessão da Agência Nacional do Petróleo (ANP), que, até a 6ª rodada, tiveram como vencedoras 49 diferentes companhias.

Assim, dadas as características das indústrias do setor petrolífero, o sistema de informação contábil, para esse tipo de indústria, apresenta particularidades relacionadas prin-

cipalmente à contabilização das atividades de exploração e produção de petróleo (E&P), o que faz aumentar a diversidade de abordagens contábeis relacionadas aos diferentes tipos de entidades.

Nesse sentido, Godoy (2004) aponta que a atividade de exploração e produção de petróleo, e, conseqüentemente, de sua contabilização e evidênciação, é caracterizada por vários problemas teóricos e técnicos decorrentes, basicamente, das seguintes particularidades: (a) alto risco envolvido na atividade de exploração; (b) alto custo dos investimentos; (c) falta de correlação entre o valor dos gastos efetuados e o valor resultante das reservas encontradas; (d) longo espaço de tempo entre os gastos incorridos e os benefícios gerados.

Neste contexto, este estudo, ao investigar o arcabouço teórico e normativo da contabilidade do setor petrolífero, focando suas principais particularidades, tem como objetivo geral contribuir para o entendimento dessas particularidades. Com isso, pretende-se estimular futuras pesquisas, bem como fornecer fundamentação para aplicação empírica em empresas do setor de petróleo e gás natural.

## ASPECTOS METODOLÓGICOS

Dado que no Brasil ainda não existe um conjunto de teorias e conhecimentos desenvolvidos e sistematizados sobre a contabilidade no setor petrolífero, especificamente para as atividades de E&P, a presente pesquisa caracteriza-se como uma pesquisa exploratória. Conforme Gil (1996, p. 45) "a pesquisa exploratória tem como objetivo proporcionar maior familiaridade com o problema, com vistas a torná-lo mais explícito, construir hipóteses ou aprimorar idéias".

Quanto ao delineamento da pesquisa, a mesma se caracteriza como bibliográfica, com base na qual são descritas e comparadas as principais normas e práticas contábeis aplicadas à atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural, com o objetivo de que possam ser empregadas empiricamente, no futuro, na avaliação dos principais componentes patrimoniais das empresas petrolíferas.

Quando se trata do arcabouço teórico e normativo da contabilidade do setor petrolífero, utilizam-se as normas e práticas de contabilidade e evidênciação norte-americanas, pois, conforme Godoy (2004), as práticas contábeis desenvolvidas por aquele país até hoje não foram superadas, tendo em vista a sua larga utilização pelas companhias de atuação em nível mundial, em função da necessidade de captação de recursos no mercado financeiro e da própria relevância do setor no mercado norte-americano.

Portanto, o desenvolvimento básico da pesquisa bibliográfica está centrado nas normas emitidas pela *Securities and Exchange Commission* (SEC) e nos pronunciamentos do *Financial Accounting Standard Board* (FASB).

Apesar do objetivo visar a uma sistematização das normas e práticas contábeis aplicadas às empresas petrolíferas, as limitações da pesquisa residem no fato de que alguns conceitos

e abordagens não foram apresentados e/ou discutidos em profundidade, uma vez que ela se restringiu aos assuntos intimamente ligados ao custo de abandono de poços, de campos e de instalações e equipamentos de produção de petróleo e gás natural.

Podem-se apontar ainda como limitações da pesquisa o fato de que não se discutiram, sob o enfoque da teoria contábil, os conceitos de ativo e passivo para suportar o reconhecimento de uma obrigação futura por baixa de ativos de longa duração, tendo em vista que o escopo da pesquisa não objetiva, nesse momento, aprofundar tal abordagem, o que poderá ser feito em futuras pesquisas.

### CONTABILIDADE DO SETOR PETROLÍFERO (OIL AND GAS ACCOUNTING)

A base da contabilidade do setor petrolífero está centrada em dois métodos de contabilização: (1) método dos Esforços Bem-Sucedidos – *Successful Efforts* (SE); (2) método do Custo Total – *Full Cost* (FC). Tais métodos estão previstos nas normas do FASB, através do *Statement of Financial Accounting Standards* (SFAS) n<sup>os</sup> 19 e 25, e nas normas da SEC, através da *Accounting Series Release* (ASR) n<sup>os</sup> 257 e 258. Esses métodos de contabilização são utilizados basicamente por companhias petrolíferas que atuam nas atividades de E&P.

Considerando as especificidades das atividades de E&P, e que os métodos SE e FC referem-se basicamente ao tratamento a ser dispensado na contabilização dos custos incorridos nessas atividades, faz-se necessário sumarizar os principais gastos relacionados à E&P.

Conforme *Jenning et al.* (2000), os aspectos que distinguem os métodos FC e SE envolvem quais os custos que são capitalizados e o método pelo qual esses custos devam ser subsequentemente amortizados ou depreciados. Ainda segundo esses autores, os custos incorridos nas atividades de produção de petróleo e gás natural são classificados dentro de quatro categorias: de aquisição, de exploração, de desenvolvimento e de produção. Essa classificação está de acordo com o *Regulation S-X, rule 4-10* da SEC e o SFAS n<sup>o</sup> 19. Tais categorias de custos são discutidas a seguir.

### OS CUSTOS DAS ATIVIDADES DE E&P

**Custos de aquisição:** incluem os gastos incorridos para adquirir, alugar ou qualquer outra forma de aquisição dos direitos de uso de determinada área e ainda abrangem, entre outros, os relacionados a bônus, taxas de agenciamento e intermediação, taxas de registro e custos legais.

**Custos de exploração:** envolvem os gastos incorridos na identificação de áreas potenciais e nos exames específicos de áreas com potencial de reserva de óleo e gás natural, incluindo perfuração de poços exploratórios e testes estratigráficos, bem como gastos com estudos topográficos, geológicos e geofísicos. Os gastos de exploração podem ocorrer tanto antes como depois da aquisição da área, ou mesmo em situações em que a área nunca venha a ser adquirida.

**Custos de desenvolvimento:** são gastos incorridos para obter acesso às reservas provadas e para prover instalações para extração, tratamento, recolhimento e estocagem do óleo e do gás natural. Incluem ainda os gastos com instalações de produção, tais como linhas de escoamento, separadores, tratadores, aquecedores, tanques de estocagem, sistemas de recuperação e instalações de processamento de gás natural.

Conforme Godoy (2004, p. 95), "ao contrário do que ocorre com os gastos de exploração, que estão relacionados às reservas não provadas, os gastos de desenvolvimento estão associados às reservas provadas de óleo e gás, portanto, [de] que se conhecem por estimativas os benefícios futuros".

**Custos de produção:** são todos aqueles gastos incorridos em atividades para içar ou elevar o óleo e gás natural para a superfície, bem como os gastos relacionados com a acumulação, tratamento, processamento e estocagem, no campo, do óleo e gás natural obtido. Silva (2004, p. 41) faz o seguinte detalhamento sobre essa categoria de custos:

*São os custos incorridos para operar e manter poços, equipamentos e instalações relacionados, incluindo a depreciação dos mesmos. Incluem também a mão-de-obra para operar os poços e instalações, gastos de reparo e manutenção, materiais e suprimentos consumidos, impostos de produção e outros tributos.*

Vistos os conceitos dos custos inerentes às atividades de E&P, é possível entender melhor os métodos de contabilização SE e FC.

### OS MÉTODOS DOS ESFORÇOS BEM-SUCEDIDOS – SUCCESSFUL EFFORTS (SE) E DO CUSTO TOTAL – FULL COST (FC)

Johnston (1992) afirma que os dois métodos contábeis, SE e FC, podem dar diferentes impactos nos resultados, no retorno sobre o capital investido e nos valores históricos registrados. Segundo o autor, os dois sistemas diferem basicamente na forma como os custos de perfuração exploratória são tratados.

O autor enfatiza que a referida diferença reside no fato de que, enquanto pelo método FC os custos de perfuração de poço exploratório que resultam em insucesso (poço seco ou *dry hole*) são capitalizados, pelo método do SE eles são contabilizados como custos do período.

Para o FASB, conforme o SFAS n<sup>o</sup> 19, a principal diferença refere-se ao tratamento dado aos custos que não podem ser diretamente relacionados a descobertas de reservas específicas de óleo e gás natural ou, como afirmam *Jenning et al.* (2000), a característica principal que distingue os dois métodos concentra-se ao redor de quais custos serão capitalizados e o método pelo qual estes custos deverão ser amortizados.

Especificamente, o método SE, conforme *Jenning et al.* (2000), é aquele em que somente os custos resultantes da exploração de áreas bem-sucedidas de óleo e gás (descoberta

de reservas provadas) são capitalizados. Os custos referentes à exploração de áreas que resultem em poços secos ou não viáveis economicamente são reconhecidos quando incorridos, acontecendo o mesmo com os custos geológicos e geofísicos (G&G).

O SFAS nº 19 determina que os custos de perfuração de poços exploratórios e de poços estratigráficos de teste tipo exploratórios devem ser capitalizados como parte dos custos do poço não completado e dos equipamentos e instalações relacionadas ao poço, aguardando a definição de que o poço tenha encontrado reservas provadas. Se o poço tiver encontrado reservas provadas, os custos capitalizados de perfuração do poço devem tornar-se parte efetiva dos custos do poço e dos equipamentos e instalações relacionadas a ele. Se, entretanto, o poço não tiver encontrado reservas provadas, os custos capitalizados de perfuração do poço, deduzidos todos os valores residuais, devem ser imediatamente reconhecidos no resultado.

Para Silva e Marques (2004), no método SE os custos de desenvolvimento de poços são sempre capitalizados, e os custos de produção de óleo e gás são reconhecidos no próprio período em que são incorridos. Acrescentam os autores que os custos de exploração bem-sucedidos, de desenvolvimento e de produção fazem parte do custo do óleo e do gás produzidos.

Pelo método SE, os custos capitalizados são amortizados utilizando-se o método das unidades produzidas. Os custos de aquisição das reservas provadas são amortizados de acordo com a produção das reservas correlacionadas, enquanto que os custos de exploração e de desenvolvimento são amortizados de acordo, neste caso, com as reservas provadas e desenvolvidas. (Jenning *et al.*, 2000).

Em se tratando da contabilização pelo método do FC, todos os custos de aquisição, exploração e desenvolvimento e, igualmente, todos os custos de poços secos ou não viáveis economicamente são capitalizados como propriedades de óleo e gás.

Conforme Jennings *et al.* (2000), o método FC considera que todos os custos relacionados às atividades de aquisição, exploração e desenvolvimento são necessários para a conclusão da produção das reservas. Todos esses custos são incorridos com o conhecimento de que muitos deles estão relacionados a atividades que não resultarão em descoberta e desenvolvimento de reservas, mas que a companhia

considera fundamentais, uma vez que os resultados provenientes das descobertas bem-sucedidas, conjugados aos benefícios das descobertas passadas, serão adequados para recuperar os custos de todas as atividades, sejam elas bem ou malsucedidas, e ainda gerar lucros.

De acordo com a *Regulation S-X, rule 4-10* da SEC, os custos devem ser alocados em centros de custos estabelecidos com base em empresas, países ou áreas geográficas. Dessa forma, como comenta Godoy (2004, p. 114), "os ativos perdem bastante sua identidade e basicamente somente uma conta para cada centro de custo é necessária para contabilizar as atividades pelo método da capitalização total". A regulamentação da SEC ainda determina que todos os custos associados à aquisição, exploração e desenvolvimento deverão ser capitalizados apropriadamente em um centro de custo.

Quanto à amortização, como regra geral, dadas as exceções, a SEC determina que os custos capitalizados nos centros de custos devam ser amortizados pelo método das unidades produzidas, com base nas reservas provadas.

Bierman Jr. *et al.* (1974) relatam que as companhias menores e novas são tendentes a usar o método FC, capitalizando um grande percentual de custos de exploração, que são amortizados com o passar do tempo, e diferindo (e melhorando), com isso, os efeitos no resultado da companhia. No entender de Johnston (1992, p. 57), "o método FC é usado pelas companhias menores para terem acesso mais facilmente ao mercado de capitais". Já o método SE, por sua vez, é utilizado principalmente por companhias maiores e mais estabilizadas.

O FASB, através do SFAS nº 19, determinava que as companhias petrolíferas deveriam utilizar o método SE para a contabilização dos custos. A SEC, contudo, não aceitou que o método SE fosse o único a ser seguido pelas companhias e permitiu a elas a liberdade de escolha entre os métodos. Dada a posição da SEC, o FASB, com o SFAS nº 25, excluiu a obrigatoriedade de se utilizar somente o método SE, mas consignou que as companhias deveriam usá-lo de forma preferencial.

Na Tabela 1, a seguir, encontra-se uma comparação das principais características entre os dois métodos de contabilização aqui discutidos.

**Tabela 1** – Comparação dos métodos de contabilização.

Item	Successful Efforts (SE)	Full Cost (FC)
Custos Geológicos e Geofísicos	Despesas	Capitalizados
Custos de Aquisição	Capitalizados	Capitalizados
Custos de Exploração – poços secos	Despesas	Capitalizados
Custos de Exploração – poços bem-sucedidos	Capitalizados	Capitalizados
Custos de Desenvolvimento – poços secos		Capitalizados
Custos de Desenvolvimento – poços bem-sucedidos	Capitalizados	Capitalizados
Custos de Produção	Despesas	Despesas
Tipos de Companhias (geralmente)	Grandes	Pequenas
Centro de Custo usado	Bloco, Campo ou Poço	Companhias, Países ou Área Geográfica
Comentários	Aprovado pela SEC e preferido pelo FASB	Aprovado pela SEC

Fonte: adaptado de Johnston (1992, p. 59).

Feita uma exposição geral das principais características da contabilidade do setor petrolífero, passa-se a seguir a abordar mais especificamente o custo de abandono de poços e das instalações e equipamentos de produção de petróleo e gás natural.

### O CUSTO DE ABANDONO NO SETOR PETROLÍFERO

Nos projetos de produção de reservas de petróleo e gás natural, é importante que sejam levados em consideração, além dos investimentos iniciais (perfuração de poços, compra e instalação de equipamentos, construção de estação de coletas de petróleo, etc.), também os custos inerentes ao desmantelamento, remoção e restauração das áreas produtoras de petróleo e gás natural. À medida que o tempo vai passando, a produção de petróleo e gás vai decrescendo, tendendo-se à situação em que a receita proveniente das vendas da produção é insuficiente para cobrir as despesas de manutenção da operação. Essa é a condição de abandono do projeto (Thomas, 2001).

Quando se alcança o limite econômico do poço, o mesmo deve ser retirado de operação e tamponado (atividades de *plugging and abandonment* – P&A), de modo a isolar os fluidos das formações entre si e da superfície, visando a minimizar os riscos de acidentes e danos ao meio ambiente. O mesmo acontece com todas as instalações e equipamentos utilizados no poço, os quais devem ser removidos. Este procedimento visa à liberação da área, deixando-a com um mínimo de riscos para outra utilização no futuro.

Trata-se, portanto, de um custo inevitável na indústria petrolífera, visando à restauração e recuperação da área para as condições ecologicamente similares às existentes antes do início da extração de petróleo e gás natural.

Conforme Jennings *et al.* (2000), os custos de abandono, comumente referidos como *dismantlement, restoration, and abandonment costs* ou *DR&A costs*, são usualmente obrigações exigidas por meio de regulamentações federais, estaduais ou estrangeiras, ou mesmo devido a obrigações contratuais.

No Brasil, por exemplo, a ANP (2002), por meio da Portaria nº 25, define que o custo de abandono é aquele necessário para

*assegurar o perfeito isolamento das zonas de petróleo e/ou gás e também dos aquíferos<sup>1</sup> existentes, prevenindo: I - a migração dos fluidos entre as formações, quer pelo poço, quer pelo espaço anular entre o poço e o revestimento; e II - a migração de fluidos até a superfície do terreno ou o fundo do mar.*

Em posicionamento anterior, por meio da Portaria nº 114 (ANP, 2001), a Agência apresentou o seguinte entendimento sobre o abandono de poço:

*[...] processo constituído do abandono de poços e da desativação das instalações na área de concessão [...] e que desativação das instalações é o ato de tirar de serviço ou de atividade, reverter, alienar ou remover, qualquer instalação construída em uma área de concessão, que teve como propósito original servir à exploração de petróleo ou gás natural, bem como recuperar as áreas ocupadas por esta instalação.*

### TIPOS DE ABANDONO DE POÇO

O abandono de poço pode se dar de forma temporária ou definitiva. O abandono temporário é aquele que permite posterior retorno para continuidade das operações no poço no futuro, ou seja, o poço permanece em condições de aceitar futuras intervenções. Por exemplo, ao terminar a perfuração de poços marítimos, geralmente eles são avaliados e em seguida abandonados temporariamente até a instalação da plataforma de produção, quando os poços são completados<sup>2</sup> e colocados em produção (Thomas, 2001).

Por sua vez, o abandono definitivo é aquele em que não há mais interesse de retorno para continuidade das operações no poço, por uma série de motivos, tais como: fim da vida produtiva do poço ou quando ele é avaliado como não-comercial ou seco, após a perfuração. Em relação aos equipamentos e instalações utilizados no poço, todos eles devem ser retirados.

Os maiores custos incidem no abandono definitivo, ainda mais se a operação for marítima (*offshore*), visto existir a necessidade de desmontagem das instalações e equipamentos, remoção da plataforma e outras estruturas, além da recuperação de superfície oceânica.

Os custos do abandono definitivo, conforme Godoy (2004, p. 100), "são extremamente elevados e em muitos casos excedem aos gastos para construir e preparar as instalações, além de incorrerem por vários períodos futuros". De fato, os custos de DR&A para alguns poços *offshore* podem exceder a US\$ 1 milhão por poço.

Kaiser *et al.* (2003), em estudo empírico relacionado aos custos de DR&A das estruturas de produção de óleo e gás do Golfo do México, revelaram que a média dos custos de remoção, em valores nominais, para estruturas de quatro pilares, foi de US\$ 855 mil, sendo de US\$ 1,344 milhão no caso de estruturas de oito pilares.

Nas operações em terra (*onshore*), entretanto, muitas companhias assumem que o valor residual deve ser igual aos

<sup>1</sup> Aquífero: intervalo permeável contendo água de qualquer natureza, passível de ser destinada ao uso público ou industrial, ou quando esta for responsável ou potencialmente responsável pelo mecanismo de produção de um reservatório ou jazida de petróleo e/ou gás natural (Portaria ANP nº 25).

<sup>2</sup> Completação: ao terminar a perfuração de um poço, é necessário deixá-lo em condições de operar, de forma segura e econômica, durante toda a sua vida produtiva e, ainda, equipar o poço para produzir óleo ou gás (ou injetar fluidos nos reservatórios) (Thomas, 2001, p. 137).

custos de desmantelamento das instalações mais aqueles necessários para as atividades de limpeza e restauração da área. Em sendo assim, o custo líquido do desmantelamento freqüentemente é ignorado (Jenning *et al.*, 2000).

Em função dos expressivos valores envolvidos com operações de desmantelamento, remoção, recuperação e abandono de poços, faz-se necessário descrever como o custo de abandono é contabilizado pelas companhias petrolíferas, contribuindo, dessa forma, para que os diversos usuários das informações contábeis possam compreender adequadamente as informações divulgadas por essas companhias.

### CONTABILIZAÇÃO DO CUSTO DE ABANDONO

No Brasil, as normas da ANP não tratam dos aspectos contábeis relacionados ao custo de abandono. De fato, elas apenas estabelecem procedimentos operacionais e técnicos que as companhias devem adotar para abandonar a área e recuperar o meio ambiente (Portarias nos 25 e 114).

Tecnicamente, sob o enfoque contábil, o entendimento geral é que os custos de abandono deveriam ser considerados como parte dos custos capitalizados do ativo (poço, equipamentos e instalações), tendo como contrapartida, no passivo, o valor correspondente à obrigação futura do desmantelamento, remoção e restauração.

No entanto, até junho de 2002, as companhias petrolíferas que seguem as normas norte-americanas contabilizavam os custos de abandono da forma que lhes fosse mais prática. Mais especificamente, não consideravam os gastos com desmantelamento, remoção, restauração e abandono como parte do custo do ativo (poço, equipamentos e instalações).

No SFAS nº 19, § 37 e no *Regulation S-X, rule 4-10*, a única indicação quanto à contabilização dos custos de abandono é a de que os custos estimados do desmantelamento, restauração e abandono e os valores residuais estimados deveriam ser considerados na determinação das taxas de amortização e depreciação.

Dessa maneira, as companhias, com base no custo de abandono estimado, ou reconheciam uma provisão no passivo ou consideravam como montante da amortização acumulada, na proporção relativa à produção da reserva de óleo e gás, em contrapartida aos custos de amortização.

Para exemplificar, considerem-se os seguintes dados:

**Tabela 2** – Dados para contabilização dos custos de abandono.

Custo de Construção da Plataforma	\$ 100.000.000
Valor Residual da Plataforma	\$ 2.500.000
Reservas Provadas Estimadas	5.625.000 bbls <sup>3</sup>
Produção no Período	56.250 bbls
Custos de Abandono Estimados	\$ 1.875.000

Fonte: adaptado de Jennings *et al.* (2000) e Godoy (2004).

<sup>3</sup> A sigla bbl (barrel) é uma unidade de volume em que 1 bbl = 0,158987 m<sup>3</sup>.

### 1ª situação: reconhecendo um passivo

Constituição do ativo:

D – Poços, Equip. e Instal. de Poços	\$ 100.000.000
C – Caixa/Bancos/Financiamentos	\$ 100.000.000

Cálculo da depreciação dos custos capitalizados:

$$\frac{\$100.000.000 - \$2.500.000}{5.625.000 \text{ bbls}} \times 56.250 \text{ bbls} = \$ 975.000$$

Cálculo do reconhecimento proporcional do passivo:

$$\frac{\$1.875.000}{5.625.000 \text{ bbls}} \times 56.250 \text{ bbls} = \$ 18.750$$

Contabilizações:

D – Custos de Depreciação	\$ 993.750
C – Depreciação Acumulada	\$ 975.000
C – Passivo	\$ 18.750

### 2ª situação: considerando como depreciação acumulada

Neste caso, a diferença está em que, em vez de se reconhecer um passivo, simplesmente se reduz o valor dos custos capitalizados.

Contabilizações:

D – Custos de Depreciação	\$ 993.750
C – Depreciação Acumulada (custos capitalizados)	\$ 975.000
C – Depreciação Acumulada (custos de abandono)	\$ 18.750

É importante observar que as duas sistemáticas de contabilizações podem levar ao reconhecimento de um montante de depreciação acumulada que pode exceder o custo histórico do ativo.

Ademais, o grande problema em relação ao custo de abandono diz respeito à dificuldade em se estimar adequadamente os gastos com o desmantelamento, remoção e restauração. Conforme Gallun *et al.* (in Godoy, 2004), na prática, muitas empresas não contabilizavam os custos de abandono como passivos ou não o levavam em consideração no cálculo do valor amortizado. Os motivos apresentados para essa falta de reconhecimento são as dificuldades de se estimar os custos que poderão incorrer durante muitos anos no futuro, além da difícil estimativa de por quanto tempo eles durarão.

Pela determinação do SFAS nº 19, percebe-se que os custos de amortização relacionados aos custos de abandono acabam sendo confrontados com as receitas, em função da amortização ser proporcional à produção da reserva. Com isso, no final da vida útil do poço, quando a produção é menor, o valor a ser levado a resultado (custos de amortização) também será menor. Dessa forma, considerando a melhor evidenciação dos eventos econômicos, a sistemática deveria ser o contrário,

uma vez que é só no final da vida útil da reserva que a companhia incorrerá nos custos de abandono.

Assim, considerando a diversidade de práticas contábeis possíveis, as companhias petrolíferas utilizavam os mais diferentes critérios para contabilizar os custos de abandono, dificultando a comparabilidade da posição financeira e do resultado das operações. Também deve ser destacado o fato de que as obrigações que atendem a definição de passivo não estavam sendo reconhecidas quando tais obrigações eram incorridas ou, ainda, que o passivo reconhecido não era quantificado ou apresentado de forma consistente.

Com essas justificativas, em 2001, o FASB, por meio do SFAS 143 – *Accounting for Asset Retirement Obligations*, resolveu o problema, definindo as práticas contábeis aplicáveis a empresas petrolíferas (mas não somente a elas) quanto ao tratamento que deveria ser empregado em relação à obrigação de baixa de ativo de longa duração. O SFAS 143 (§ 2º) aplica-se a todas as entidades que possuem obrigações legais associadas à baixa de ativos de longa duração resultantes da aquisição, construção, expansão e/ou da operação normal do ativo. Entende-se por obrigação legal aquela em que alguém é solicitado a quitar, como resultado de lei, decreto ou regulamento existente, de um contrato legal escrito ou verbal, ou pela interpretação legal de um contrato, nos termos da doutrina do impedimento promissório.

A determinação básica do SFAS 143, que passou a vigorar para as demonstrações contábeis emitidas para os exercícios fiscais com início após 15 de junho de 2002, é de que os custos associados à baixa dos ativos são capitalizados como parte do valor contábil dos ativos de longo prazo relacionados à obrigação de baixa (poços e equipamentos e instalações dos poços, por exemplo). Determina também que "valor justo" de um passivo por obrigação de baixa de ativo seja reconhecido no período em que for incorrido, se uma estimativa razoável desse valor puder ser feita.

A quantificação pelo "valor justo" considera a incerteza no valor e no prazo da quitação do passivo, não se confundindo com o conceito empregado no SFAS 5 – Contabilização de Contingências, onde a decisão do reconhecimento é baseada no nível de incerteza.

Com isso, o SFAS 143 introduziu a discussão sobre qual seria o "valor justo" para o reconhecimento de um passivo pela obrigação de baixa de ativo. Conforme o § 7º do SFAS 143, o "valor justo" é o valor pelo qual aquele passivo poderia ser quitado em uma transação normal (sem ser forçada) entre as partes, representando o valor de mercado dos ativos e passivos ou, pelo menos, uma estimativa mais próxima dos benefícios e custos futuros esperados destes.

Segundo o FASB, o preço de mercado é a melhor opção do "valor justo" e será usado como base para a quantificação do passivo relacionado à obrigação da desativação dos ativos. Caso o preço de mercado não esteja disponível (por falta de um mercado ativo, por exemplo), a estimativa do "valor justo" será baseada na

melhor informação disponível, considerando os valores de passivos similares e os resultados das técnicas de valor presente.

Em relação às técnicas do valor presente, o SFAS 143 reconhece que tanto a abordagem do fluxo de caixa tradicional como a abordagem do fluxo de caixa esperado podem, teoricamente, ser utilizadas para a quantificação do "valor justo".

O SFAS 143 considera, por outro lado, que a abordagem do fluxo de caixa esperado é a técnica mais adequada para uma obrigação por baixa de ativo, tendo em vista que nesta abordagem utiliza-se das incertezas em torno dos valores e dos prazos do fluxo de caixa futuros, com a utilização da probabilidade para ponderar estas incertezas. Além disso, nessa técnica utiliza-se de uma taxa de desconto adequada à captação (taxa de juros livre de risco, ajustada ao nível de crédito da empresa) para descontar o fluxo a valores presentes. A diferença para a abordagem tradicional é de que, neste caso, a taxa de desconto é compatível com o risco do fluxo de caixa, representando o valor do dinheiro no tempo, além das incertezas do valor e prazo do fluxo de caixa.

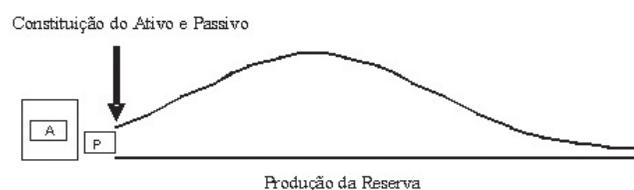
Conforme afirma Kaiser (2005), o custo de abandono do poço depende de diversos fatores (características físicas do poço e estruturas, localização, tipo de contrato, opções disponíveis, preferência pelos operadores, condições de mercado, ocorrência e duração de eventos exógenos – eventos climáticos – e das estratégias de negociação). Por isso, o valor estabelecido para o passivo será mais adequado pela abordagem do fluxo de caixa esperado do que pelo preço de mercado, dado que cada abandono envolve custos diferentes.

Contabilmente, o SFAS 143 prevê as seguintes determinações:

**a) reconhecimento no ativo e passivo da obrigação por baixa de ativo:**

No período em que forem reconhecidos os ativos geradores da obrigação futura, deverão ser contabilizados, ao custo histórico desses ativos, os custos por obrigação de baixa relacionada ao ativo; e um passivo por igual valor, medido pelo valor justo (§ 11).

No setor petrolífero, portanto, os custos de abandono serão reconhecidos como passivo no momento em que os ativos geradores da obrigação (poços, equipamentos e instalações, por exemplo) incorrerem. Pelo lado do ativo, será contabilizado o mesmo valor registrado no passivo, cujo valor passará a fazer parte do custo histórico dos ativos geradores da obrigação, para todos os efeitos. A Figura 1 demonstra graficamente o reconhecimento da obrigação no passivo em contrapartida à contabilização no ativo.



**Figura 1 - Reconhecimento da Obrigação por Baixa de Ativo.**

Esse reconhecimento poderá ser efetuado em mais de um período contábil, se o reconhecimento dos ativos relacionados ao poço de produção de petróleo e gás natural ocorrerem nessa dimensão temporal. O reconhecimento desses passivos será considerado como um nível adicional do passivo original, e cada nível será quantificado inicialmente pelo seu "valor justo".

Como exemplificam Jennings *et al.* (2000), a reserva não desenvolvida, por definição, exigirá novos poços ou novos gastos antes de ela ser classificada como reserva provada desenvolvida. Ao longo do desenvolvimento desses novos poços, associadas com a transferência de reserva não desenvolvida para desenvolvida, surgem obrigações adicionais para baixa desses ativos no futuro. Dessa forma, o passivo será controlado por níveis de agregação.

**b) variações no passivo decorrentes da passagem de tempo:**

Nos períodos subseqüentes à quantificação inicial do passivo, as companhias deverão reconhecer as variações periódicas nesse passivo (obrigação de baixa de ativo) resultantes da passagem de tempo. Para tanto, as companhias quantificarão as variações aplicando o método de alocação de juros ao valor do passivo, no início de cada período. A taxa de juros será a taxa de juros livre de risco ajustada pelo nível de crédito da empresa, que foi utilizada na estimativa do fluxo de caixa esperado para quantificar a obrigação. O valor dos juros será considerado como um aumento no valor contábil da obrigação e como um custo classificado como item operacional. (§§ 13 e 14)

Ou seja, o valor registrado no passivo será corrigido, mensalmente, pela simples atualização temporal do valor presente e só será reduzido na época do efetivo abandono de cada poço de produção de petróleo e gás (Figura 2).



**Figura 2 - Atualização Temporal do Passivo.**

Por essa sistemática, a evidenciação dos eventos inerentes às atividades de desmantelamento, remoção e restauração estará mais bem demonstrada, ou seja, o passivo estará, na proximidade do abandono, espelhando a melhor estimativa possível dos gastos com o *DR&A*, ao contrário do que ocorria anteriormente, cuja constituição do passivo se dava proporcionalmente à produção da reserva.

**c) depreciação e amortização do ativo constituído com base na obrigação de baixa:**

Quando do reconhecimento inicial do passivo (obrigação por baixa do ativo), é reconhecido também um ativo de igual valor, o qual fará parte do custo histórico do ativo que originou a obrigação. Durante a vida útil do poço, será contabilizado um custo de depreciação ou de amortização (custo operacional)

do ativo, com base numa taxa proporcional ao quociente da produção realizada pelo poço no mês anterior, pela reserva remanescente do poço.

Com isso, o risco de que o valor da depreciação ou da amortização acumulada supere o custo histórico do ativo, como demonstrado anteriormente, foi eliminado pelo SFAS 143, ao determinar que a contrapartida do valor lançado no passivo fosse incorporada ao valor histórico do ativo que deu origem à obrigação.

É importante ressaltar que o SFAS 143, § 11 trata de um método sistemático e lógico para alocação do custo (depreciação ou amortização) ao resultado. Para as indústrias petrolíferas, como já demonstrado, comumente se utiliza o método das unidades produzidas.

**d) revisões no prazo e no valor da estimativa original:**

As variações decorrentes das revisões no prazo ou no valor da estimativa original da obrigação por baixa de ativo serão reconhecidas no valor do passivo e, conseqüentemente, do ativo. Conforme o SFAS 143, § 15, estas variações serão reconhecidas como acréscimos ou decréscimos: (a) no valor contábil do passivo de uma obrigação por baixa de ativo; (b) no respectivo custo por baixa de ativo, capitalizado como parte do valor contábil do ativo que originou a obrigação.

**e) divulgação das informações:**

As empresas deverão divulgar as seguintes informações relacionadas às obrigações por baixa de ativo (SFAS 143, § 22):

1) descrição geral das obrigações por baixa de ativos e dos ativos associados a essas obrigações;

2) o valor justo dos ativos destinado à quitação das obrigações por baixa de ativo;

3) reconciliação do valor contábil agregado inicialmente : no final das obrigações por baixa de ativos, demonstrando separadamente as variações atribuíveis a: (i) passivos incorridos no período atual; (ii) passivos quitados no período atual; (iii) despesa adicional; (iv) revisões nos fluxos de caixa estimados. Isso será feito sempre que houver, durante o período contábil, uma variação significativa em um ou mais dos quatro componentes citados.

**f) ajuste de períodos anteriores:**

Por ocasião da aplicação inicial do SFAS 143, as empresas deverão reconhecer os seguintes itens em suas demonstrações financeiras (§ 25):

1) o passivo de qualquer obrigação por baixa de ativos existentes, ajustados por provisão cumulativa até a adoção do SFAS 143;

2) o custo por baixa de ativo capitalizado como acréscimo do valor contábil do ativo originador da obrigação;

3) a depreciação e amortização acumulada desse custo capitalizado.

Os valores resultantes da aplicação inicial serão quantificados utilizando-se as informações atuais (premissas e taxas de juros), ou seja, até a data da adoção da norma. O valor

reconhecido como um custo capitalizado será quantificado na data em que o ativo que originou a obrigação foi incorrido. A provisão cumulativa e a depreciação ou amortização acumulada serão quantificadas pelo período de tempo desde a data em que o passivo deveria ter sido reconhecido se a norma estivesse em vigor, até a data de adoção da mesma.

Com isso, as empresas reconheceram um ajuste de períodos anteriores proveniente de mudanças de prática contábil. O valor a ser reportado será a diferença entre os valores, se houver, reconhecidos na demonstração financeira anterior e aqueles reconhecidos na demonstração financeira sob a égide do SFAS 143.

Para exemplificar e considerando os mesmos dados do Quadro 2, as contabilizações ficariam da seguinte forma:

Constituição do ativo:

D – Poços e Equip. e Instal. de Poços	\$101.875.000	
C – Caixa/Bancos/Financiamentos		\$ 100.000.000
C – Passivo (Custo de Abandono)		\$ 1.875.000

Cálculo da depreciação dos custos capitalizados:

$$\frac{\$101.875.000 - \$2.500.000}{5.625.000 \text{ bbls}} \times 56.250 \text{ bbls} = \$ 1.016.250$$

D – Custos de Depreciação	\$ 1.016.250
C – Depreciação Acumulada	\$ 1.016.250

Atualização do passivo pela passagem de tempo:

D – Custo Operacional	\$\$\$
C – Passivo (Custo de Abandono)	\$\$\$

Por fim, conforme expõe Jennings *et al.* (2000), as companhias que seguem o método FC deverão incluir os custos por uma obrigação de baixa de ativo capitalizados nos centros de custos apropriados e amortizá-los sobre as reservas provadas totais remanescentes. Para as companhias que seguem o método SE, os custos por uma obrigação de baixa de ativo deverão ser incluídos como parte dos custos históricos dos poços, equipamentos e instalações, para serem amortizados sobre as reservas provadas desenvolvidas remanescentes.

## CONCLUSÕES

A edição do SFAS 143 impôs uma extensa mudança em como as companhias contabilizam suas obrigações por baixa de ativo. Particularmente para empresas de capital intensivo, como as companhias petrolíferas, as imposições normativas do SFAS 143 exigiram ou exigirão análises significativas, probabilidade de mudanças processuais e, dependendo da prática contábil adotada antes do SFAS 143, a possibilidade de mudanças com efeitos materiais nos demonstrativos financeiros.

O FASB, com o SFAS 143, entende que os benefícios provenientes da nova norma justificam e superam os esforços e custos da mudança, e ainda fornece mecanismos que garantam que os demonstrativos financeiros das companhias reflitam

mais claramente a realidade econômica das obrigações por baixa de ativo.

Contudo, algumas questões ainda são passíveis de dúvida por parte dos usuários e merecem ser mais bem definidas ou clarificadas. Uma delas diz respeito ao processo de cálculo das estimativas do custo de abandono. O próprio FASB reconhece que, em alguns casos, não existem informações suficientes para estimar o valor justo do passivo, tais como as obrigações por baixa de ativo que resultam de ativos com vida útil indeterminada. Dessa forma, fica a questão, para estudos futuros, de qual seria a melhor estimativa do valor justo a ser considerado no setor petrolífero.

Outro aspecto decorrente da adoção do SFAS 143 é a de que o processo de elaboração da estimativa do custo de abandono sofrerá impactos, principalmente na etapa de inventário de poços, equipamentos e instalações. Isso ocorrerá em função do nível de controle requerido pelas variações nas estimativas que resultarão na quantificação do valor justo do passivo e suas conseqüências nas revisões do prazo ou no valor da estimativa original. Com isso, controles adicionais serão exigidos para identificação de todos os ativos que produzirão obrigações para baixa de ativos.

Com essa perspectiva, uma pesquisa interessante e complementar a este estudo seria verificar empiricamente o impacto da adoção do SFAS 143 pelas maiores companhias petrolíferas e se elas evidenciaram adequadamente essas mudanças em seus demonstrativos financeiros.

Outras questões, além da levantada anteriormente, podem servir de indutores de futuros estudos, tais como:

- Quais as implicações do teste de *impairment* na sistemática de reconhecimento de uma obrigação por baixa de ativo?
- Quais os impactos inerentes à adoção do SFAS 143, frente às exigências do SFAS 69 (Divulgação das Atividades de Produção de Óleo e Gás)?
- O reconhecimento da obrigação futura por baixa de ativos de longa duração encontra respaldo na Teoria Contábil quanto ao reconhecimento e mensuração de ativos e passivos?

Tem-se, também, a sugestão de estudo empírico das atividades de desmantelamento, remoção e restauração de ativos destinados à produção de óleo e gás no Brasil, visando a estimar um nível adequado desses custos de abandono, para serem usados por engenheiros, gerentes de projetos e outros profissionais envolvidos com o abandono, na avaliação de viabilidade econômica de projetos petrolíferos.

Nota-se, pelas sugestões apresentadas para futuros estudos, que muito há ainda a ser pesquisado nessa esfera do conhecimento contábil. Espera-se que este estudo desperte o interesse de pesquisadores sobre os assuntos aqui abordados, bem como outros inerentes à contabilidade de empresas petrolíferas no Brasil e no mundo.

**REFERÊNCIAS**

- ANP – Agência Nacional do Petróleo. 2002. Portaria ANP nº 25, 6 de março.
- ANP – Agência Nacional do Petróleo. 2001. Portaria ANP nº 114, 25 de julho.
- ANP – Agência Nacional do Petróleo. 2000. Conjuntura & Informação, nº 10, abr./maio, p. 1-19.
- BIERMAN Jr., H.; DUKES, R. E. and DYCKMAN, T. R. 1974. Financial accounting in the petroleum industry. *Journal of Accountancy*, 138(1):58-64.
- BRITISH PETROLEUM. 2004. *BP Statistical Review of World Energy 2004*. Disponível em: <www.bp.com>. Acesso em: 11.02.2004.
- FASB – Financial Accounting Standards Board. 2001. Statements of Financial Accounting Standards nº 143 – Accounting for Asset Retirement Obligations. USA.
- FASB – Financial Accounting Standards Board. 1979. Statements of Financial Accounting Standards nº 25 – Suspension of Certain Accounting Requirements for Oil and Gas Producing Companies. USA.
- FASB – Financial Accounting Standards Board. 1977. Statements of Financial Accounting Standards nº 19 – Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies. USA.
- GIL, A.C. 1996. *Como elaborar projetos de pesquisa*. 3ª ed., São Paulo, Atlas.
- GODOY, C.R. 2004. *Evidenciação contábil e as avaliações pelo fluxo de caixa descontado e pela teoria de opções: um estudo aplicado à indústria petrolífera mundial*. São Paulo, SP. Tese de Doutorado em Contabilidade e Controladoria. FEA/USP, Departamento de Contabilidade.
- JENNING, D.R.; FEITEN, J.B. e BROCK, H.R. 2000. *Petroleum accounting: principles, procedures & issues*. 5ª ed., Denton, Texas, PricewaterhouseCoopers/Professional Development Institute.
- JOHNSTON, D. 1992. *Oil company: financial analysis in nontechnical language*. Tulsa, Penn Well Books.
- KAISER, M.J. 2005. FASB 143 rules will change decommission liability. *Oil & Gas Journal*, 103(10):43-49, mar.
- KAISER, M. J.; PULSIPHER, A. G. e BYRD, R. C. 2003. Study estimates Gulf of Mexico decommissioning costs. *Oil & Gas Journal*, 101(38):39-47.
- SEC – Securities and Exchange Commission. 1975. *Regulation S-X Rule 4-10*. USA.
- SILVA, C.E.V. 2004. *Uma análise da mudança das práticas contábeis, ocorridas em 1999, relativas às atividades de exploração e produção de petróleo: o caso Petrobras S/A*. Rio de Janeiro, RJ. Dissertação de Mestrado em Ciências Contábeis. FACC/UFRJ.
- SILVA, C.E.V. e MARQUES, J.A.V. C. 2004. Oil & gas accounting: o estudo de caso de uma empresa de petróleo. In: ENCONTRO DA ANPAD – EnANPAD, XXVIII, Curitiba, 2004. *Anais...* Curitiba, ANPAD, CD ROM.
- THOMAS, J.E. (org.). 2001. *Fundamentos da engenharia de petróleo*. Rio de Janeiro, Interciência – PETROBRAS.

Submissão: 15/10/2005

Aceite: 20/12/2005

**ODILANEI MORAIS DOS SANTOS**

Mestrando em Ciências Contábeis – FACC/UFRJ  
Petrobrás (RJ) – Auditoria Contábil  
E-mail: odilanei@facc.ufrj.br  
Rua Barão de Mesquita, 380/407 – Tijuca – Rio de Janeiro-RJ – CEP 22540-003

**PAULA DANYELLE ALMEIDA DA SILVA**

Mestranda em Ciências Contábeis – FACC/UFRJ  
Petrobrás (RJ) – Contabilidade  
E-mail: danyelle@facc.ufrj.br  
Rua Barão de Mesquita, 380/407 – Tijuca – Rio de Janeiro-RJ – CEP 22540-003

**MOACIR SANCOVSKI**

Doutor em Administração – COPPEAD/UFRJ  
Professor das Faculdades de Administração e Ciências Contábeis da Universidade Federal do Rio de Janeiro – FACC/UFRJ  
E-mail: mefsancov@uol.com.br  
Av. Paster, 250 – UFRJ Campus da Praia Vermelha – Rio de Janeiro-RJ – CEP 22290-902