

O Custo de Abandono nas Empresas Petrolíferas

Odilanei Moraes dos Santos (Universidade Federal do Rio de Janeiro – Brasil) odilaneisantos@terra.com.br

Paula Danyelle A. da Silva (Universidade Federal do Rio de Janeiro – Brasil) pauladanyelle@terra.com.br

José Augusto V. C. Marques (Universidade Federal do Rio de Janeiro – Brasil) joselaura@uol.com.br

Resumo

As atividades petrolíferas são tipicamente de alto risco e, conseqüentemente, de altos prêmios, quando do sucesso do esforço exploratório. Neste contexto, o custo de abandono é um componente fundamental em qualquer análise de viabilidade econômica de projetos de exploração e produção de óleo e gás. Tais custos são extremamente elevados e chegam a exceder, em alguns casos, aos investimentos incorridos para a construção da infra-estrutura e instalação dos equipamentos necessários à produção. O objetivo deste estudo é investigar o arcabouço teórico e normativo do reconhecimento contábil do custo de abandono na contabilidade das empresas petrolíferas, contribuindo para o entendimento adequado das informações contábeis dessas empresas. Para tanto, se desenvolveu um estudo exploratório-descritivo das normas contábeis aplicáveis ao custo de abandono nas empresas petrolíferas. As estimativas do custo de abandono devem ser consideradas como parte dos custos capitalizados do ativo (poços, equipamentos e instalações), tendo como contrapartida no passivo, o valor correspondente às obrigações futuras do desmantelamento, remoção e restauração dos campos petrolíferos. Tal prática foi implementada pelo SFAS 143 para dar uniformidade às informações divulgadas pelas empresas do setor, ante a diversidade de práticas anteriormente existente.

Palavras chave: Custo de Abandono, Empresas Petrolíferas, SFAS 143.

Área Temática: Gestão Estratégica de Custos.

1. 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, principalmente depois do advento da petroquímica, onde centenas de novos compostos, tais como o plástico, as borrachas sintéticas, as tintas, os corantes, os adesivos, os solventes, os detergentes, os explosivos, os produtos farmacêuticos, os cosméticos etc., foram desenvolvidos (THOMAS, 2001).

Hoje o petróleo representa a principal fonte de energia primária consumida no mundo e movimentada bilhões de dólares diariamente em atividades industriais gigantescas, passando a ser imprescindível às facilidades e comodidades da vida moderna.

A indústria do petróleo é caracterizada por ser tipicamente de capital intensivo, com altos riscos nas atividades de exploração, altos investimentos em desenvolvimento da produção, e longos prazos de maturação do investimento e, conseqüentemente, de altos prêmios, quando do sucesso do esforço exploratório.

Na cadeia produtiva das atividades de Exploração e Produção (E&P), o custo de abandono faz parte dos seus macro processos básicos. Portanto, na análise da viabilidade técnica de um projeto de exploração e produção de óleo e gás, deve-se levar em conta desde os investimentos necessários para obtenção dos dados necessários ao estudo da área a ser explorada, até os custos de abandono quando do final da vida econômica do campo produtor de óleo e gás.

Os custos de abandono (desmantelamento, remoção e restauração do local) são, portanto, componentes fundamentais em qualquer análise de viabilidade econômica, uma vez que, em alguns casos, eles são extremamente elevados e chegam a exceder os investimentos incorridos para a construção da infra-estrutura e instalação dos equipamentos necessários a produção (JENNING, FEITEN e BROCK, 2000).

Neste contexto, este trabalho se justifica pela representatividade do custo de abandono no custo total de produção de óleo e gás e se faz necessário à compreensão desses custos nas atividades petrolíferas. O objetivo, assim, é investigar o arcabouço teórico e normativo do reconhecimento contábil do custo de abandono na contabilidade das empresas petrolíferas, contribuindo para o adequado entendimento das informações contábeis dessas empresas.

2. Metodologia

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”. Como 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 exploração e produção (E&P), este estudo caracteriza-se como uma pesquisa exploratória.

Como o objetivo do estudo é investigar as bases teóricas e normativas que fundamentam a prática contábil dos principais aspectos relacionados ao tema, que são o reconhecimento, a mensuração e a evidenciação dos custos de abandono, o delineamento da pesquisa caracteriza-se como bibliográfica, na qual são descritas e comparadas as principais normas e práticas de contabilidade aplicadas às atividades de exploração e produção de óleo e gás.

Esperá-se com este estudo estimular futuras pesquisas exploratórias na área de *oil and gas accounting*, bem como fornecer fundamentação teórica para a aplicação empírica em empresas do setor petrolífero.

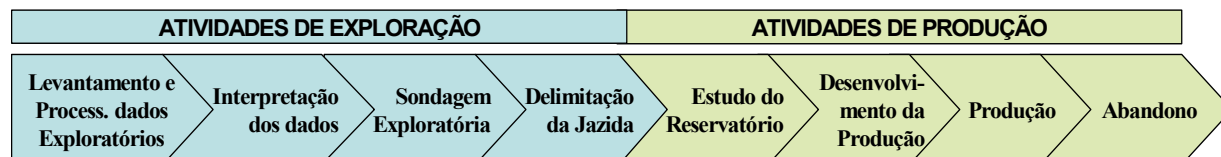
O arcabouço teórico e normativo da contabilidade do setor petrolífero refere-se, neste estudo, às normas e práticas de contabilidade e evidenciação norte-americanas, pois, conforme Godoy (2004), as práticas contábeis desenvolvidas por aquele país até hoje não foram superados, tendo em vista a larga utilização pelas companhias de atuação em nível mundial, em função da necessidade de captação de recursos e da atuação no mercado norte-americano.

As limitações do estudo residem no fato de que alguns conceitos e abordagens integrantes da contabilidade das empresas petrolíferas não foram apresentados e/ou discutidos, uma vez que se restringiu aos assuntos intimamente ligados ao custo de abandono.

3. Os Custos das Atividades de E&P

Basicamente as atividades da indústria petrolífera estão divididas em dois seguimentos: o de *upstream*, responsável pelas atividades de exploração e produção (E&P), que tem por objetivo a obtenção do petróleo e gás natural e o segmento *downstream*, responsável pelas atividades de refino, transporte, comercialização, e estocagem. As empresas que atuam nos dois segmentos são conhecidas como verticalmente integradas e as que atuam em apenas um dos segmentos, independentes.

Considerando apenas a cadeia produtiva das atividades de uma empresa que atua no segmento de E&P (figura 1), os custos incorridos nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás são agrupados dentro de quatro categorias básicas: custos de aquisição, exploração, desenvolvimento e produção. Esta classificação está de acordo com o *Regulation S-X, rule 4-10* da *Securities and Exchange Commission* (SEC) e com o SFAS nº 19, do *Financial Accounting Standard Board* (FASB).



Fonte: elaborado pelos autores.

Figura 1 – Cadeia Produtiva de uma Empresa de E&P

Os **custos de aquisição** incluem os gastos incorridos para adquirir, alugar ou usar ou qualquer outra forma de aquisição dos direitos de uso de determinada área e ainda abrange bônus, taxas de agenciamento/intermediação, taxas de registro, custos legais e outros.

Os **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 de testes estratigráficos¹, 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 incorridos sem que a área nunca seja adquirida.

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

Uma observação importante é que “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, que se conhecem por estimativas os benefícios futuros” (GODOY, 2004, p. 95).

Quanto aos **custos de produção**, são todos aqueles gastos incorridos em atividades para extrair ou elevar o óleo e gás natural para superfície, bem como os gastos relacionados com a acumulação, tratamento, processamento e estocagem, no campo, do óleo e gás natural obtido. Conforme Silva (2004, p. 41), “são os custos incorridos para operar e manter poços, equipamentos e instalações, 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”.

A última atividade da cadeia produtiva petrolífera de E&P diz respeito ao abandono da área produtora de óleo e gás. A caracterização dos diversos custos que incorrem nessa etapa é descrita a seguir.

4. O Custo de Abandono no Setor Petrolífero

Nos projetos de produção de reservas de petróleo e gás natural é importante que seja levado em consideração, além dos investimentos iniciais com perfuração de poços, compra e instalação de equipamentos, construção de estação de coletas de petróleo, dentre outros; os custos inerentes ao desmantelamento, remoção e restauração das áreas produtoras de óleo e gás.

À medida que o tempo vai passando, a produção de petróleo e gás vai decrescendo até o momento em que a receita proveniente das vendas da produção são insuficientes para cobrir as despesas de manutenção da operação. Essa é a condição para o abandono do projeto (THOMAS, 2001, p. 196-197).

Quando o poço alcança o seu limite econômico, o mesmo deve ser retirado de operação e tamponado, de modo a isolar os fluídos das formações entre si e da superfície, visando minimizar os riscos de acidentes e danos ao meio ambiente. Todas as instalações e equipamentos instalados no poço devem ser removidos. Além disso, a área deve ser recuperada para as condições existentes no período anterior à intervenção produtiva, de modo que o impacto ao meio ambiente seja o mínimo possível.

Tratam-se, portanto, de custos inevitáveis que na indústria petrolífera inclui o desmantelamento, demolição ou desmontagem e a remoção de instalações e equipamentos utilizados na produção e, ainda, a restauração e recuperação da área para as condições ecologicamente similares as existentes antes do início da extração de petróleo e gás natural.

Conforme Jennings, Feiten e Brock (2000, p. 481), os custos de abandono, comumente referidos como *dismantlement, restoration, and abandonment costs* ou “DR&A costs”, são usualmente obrigações exigidas por meio de regulamentações governamentais, ou mesmo devido a obrigações contratuais.

No Brasil, por exemplo, a Agência Nacional do Petróleo (ANP), por meio da Portaria ANP nº 25, de 6 de março de 2002, entende que o custo de abandono é aquele necessário para “assegurar o perfeito isolamento das zonas de petróleo e/ou gás e também dos aquíferos² existentes, prevenindo: I - a migração dos fluidos entre as formações, quer pelo poço, quer pelo espaço anular³ entre o poço e o revestimento; e II - a migração de fluidos até a superfície do terreno ou o fundo do mar.”.

Por meio da Portaria ANP nº 114, de 25 de julho de 2001, a ANP definiu custo de abandono como “o processo constituído do abandono de poços e da desativação das instalações na área de concessão” e que desativação das instalações é o ato de “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”.

Os maiores custos de abandono ocorrem quando as áreas a serem abandonadas estão situadas no mar (*offshore*), na qual existe a necessidade de desmontagem dos equipamentos e outras estruturas dos poços (normalmente em ambiente hostis) e a recuperação da superfície oceânica.

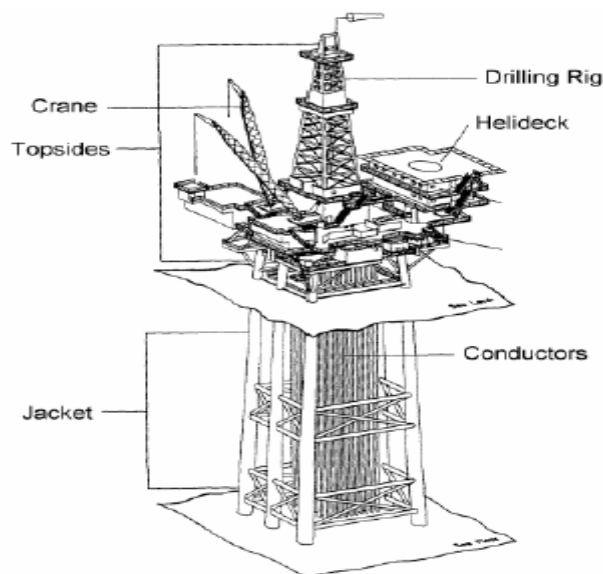
Os custos do abandono *offshore* são extremamente elevados e em alguns casos excedem aos gastos para construir e preparar as instalações, além de incorrerem por vários períodos futuros. Nas operações em terra (*onshore*), entretanto, muitas companhias assumem que o valor residual deve ser igual à soma dos custos de desmantelamento das instalações e dos custos necessários às atividades de limpeza e restauração da área, sendo que o custo líquido

do desmantelamento frequentemente é ignorado (JENNING, FEITEN e BROCK, 2000, p. 483).

Segundo Kaiser, Pulsipher e Byrd (2003, p. 39), os componentes de custos que devem ser levados em conta na estimativa dos custos de abandono de áreas produtoras de óleo e gás *offshore* são basicamente os seguintes:

- Tamponamento e abandono dos poços;
- Preparação para remoção da plataforma/instalações, incluindo a lavagem e limpeza dos componentes, visando a eliminação de resíduos de hidrocarbonetos e outros, de modo a garantir a segurança no processo de corte e içamento das estruturas. O produto da lavagem deve ser descartado em local apropriado;
- Esvaziamento e limpeza dos dutos, coluna por coluna, e desconexão dos dutos da estrutura. Alguns dutos são abandonados no local e enterrados no fundo do mar;
- Separação e remoção dos módulos, tais como sonda de perfuração, guindaste e alojamento (*topsides*) do convés (*deck*) da plataforma se for necessário (em alguns casos, os módulos são removidos junto com o convés);
- Corte e remoção dos condutores e convés;
- Corte e remoção das jaquetas⁴ (*jackets*) e das estacas⁵;
- Transporte dos equipamentos/instalações removidos para terra;
- Liberação, limpeza e verificação da área após a remoção das estruturas;

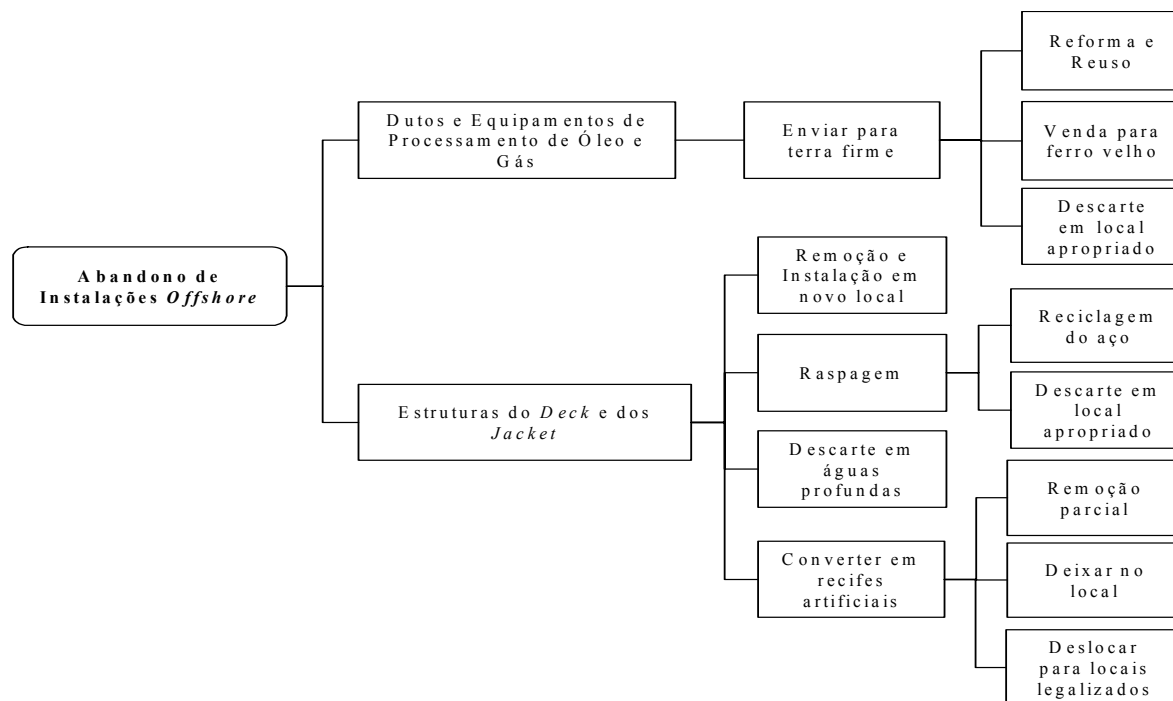
Os custos inerentes a essas atividades referem-se basicamente a plataformas fixas (Figura 2) e a plataformas de concreto. Para as unidades de produção marítima flutuantes, os custos de abandono serão basicamente os gastos de retirada das âncoras/amarras e aqueles decorrentes da movimentação da unidade para terra, além dos gastos com tamponamento e abandono dos poços.



Fonte: (Manago e Williamson, 1997)

Figura 2 – Plataforma Fixa *Offshore*

Em relação ao abandono de instalações e equipamentos *offshore*, a cadeia de decisão leva em conta a melhor opção, considerando fatores como o tipo de construção, o peso, à distância para a terra, condições do tempo, características das estruturas e complexidade da remoção. As decisões quanto ao abandono das instalações *offshore* pode ser observado na Figura 3 a seguir.



Fonte: (Minerals Management Service – MMS, 2000)

Figura 3 – Opções de Abandono

Não resta dúvida de que o custo de abandono para a indústria petrolífera é um item fundamental nas estratégias das empresas. Segundo Pittard (1997, p. 84), estimava-se, naquele ano, que das 6.500 plataformas então existentes no mundo, 97% delas deveriam ser removidas completamente, sendo que os custos estimados para essas operações girariam entre US\$ 29 e US\$ 40 bilhões.

Dessa forma, como os valores envolvidos com as operações de desmantelamento, remoção, recuperação e abandono de poços são expressivos, é importante descrever como o custo de abandono é contabilizado pelas companhias petrolíferas, contribuindo, assim, para que os diversos usuários das informações contábeis possam compreender adequadamente as informações divulgadas por essas companhias.

5. Normas Contábeis Relacionadas ao Custo de Abandono

No Brasil ainda não existe um conjunto sistematizado de teorias relacionadas especificamente com a contabilidade das empresas petrolíferas, apenas regras gerais. O mesmo ocorre para o custo de abandono. A ANP define apenas os procedimentos operacionais e técnicos que as companhias devem adotar para abandonar a área e recuperar o meio ambiente (Portarias ANP n^{os} 25 e 114).

Até junho de 2002, as companhias petrolíferas (aquelas que seguem as normas norte-americanas), contabilizavam os custos de abandono da forma que lhes fosse mais prática e,

mais especificamente, não consideravam os gastos com o desmantelamento, remoção, restauração e abandono como parte do custo do ativo (poço, equipamentos e instalações).

Pelo SFAS nº 19, § 37 e o *Regulation S-X, rule 4-10*, as estimativas dos custos de desmantelamento e abandono, líquidos dos valores residuais estimados, deveriam ser considerados custos amortizáveis, ou seja, esses valores deveriam ser levados em conta na determinação das despesas de amortização.

Embora se exija que os custos de desmantelamento e abandono sejam considerados na computação da amortização ou depreciação, até recentemente não existia nenhuma orientação de como esses custos, efetivamente, deveriam ser mensurados e registrados.

Assim, dada a falta de uma base normativa clara, as companhias ou reconheciam uma provisão no passivo ou consideravam como montante da amortização acumulada, na proporção relativa a produção da reserva de óleo e gás, em contrapartida a despesa de amortização.

Para exemplificar, considere os seguintes dados:

Custo de Construção da Plataforma	\$ 100.000.000
Valor Residual da Plataforma	\$ 2.500.000
Reservas Provadas Estimadas	5.625.000 barris
Produção no Período	56.250 barris
Custos de Abandono Estimados	\$ 2.875.000

Fonte: (Adaptado de Jennings, Feiten e Brock, 2000 e Godoy, 2004)

Quadro 1 – Dados para Contabilização dos Custos de Abandono

1º Situação: reconhecendo um passivo

Constituição do ativo:

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

Cálculo da depreciação dos custos capitalizados:

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

Cálculo do reconhecimento proporcional do passivo:

$$\frac{\$2.875.000}{5.625.000 \text{ barris}} \times 56.250 \text{ barris} = \$ 28.750$$

Contabilizações:

D - Despesas de Depreciação	\$ 1.003.750	
C - Depreciação Acumulada		\$ 975.000
C - Passivo		\$ 28.750

2ª Situação: considerando como depreciação acumulada

Neste caso, a diferença ocorre na contabilização, que no lugar de reconhecer um passivo, se reduz o valor dos custos capitalizados simplesmente.

Contabilizações:

D - Despesas de Depreciação	\$ 1.003.750	
C - Depreciação Acumulada (custos capitalizados e de abandono)		\$ 1.003.000

É importante observar que na segunda situação os registros contábeis podem levar ao reconhecimento de um montante de “depreciação acumulada” que excederá o custo histórico do ativo. Tal situação, conforme Alexander e Hiner (2001, p. 51), é a que algumas empresas referem-se como valor residual negativo. Isto resulta exatamente do reconhecimento de parcela adicional de despesas de depreciação.

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, Stevenson e Nichols (1993, p. 179) *apud* Godoy (2004, p. 102), na prática, muitas empresa não contabilizavam os custos de abandono como passivos; ou não levavam em consideração no cálculo do valor amortizado. Os motivos do não reconhecimento desses custos referem-se a dificuldade de se estimar os custos que poderão incorrer durante muitos anos no futuro e a difícil estimativa de por quanto tempo eles durarão.

Pela determinação do SFAS nº 19, as despesas de amortização relacionadas aos custos de abandono acabam sendo confrontadas com as receitas, em função da amortização ser proporcional a produção da reserva. Com isso, no final da vida útil do poço, quando a produção é menor, o valor a ser levado a resultado (despesa de amortização) também será menor. 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.

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

O FASB, com base em situações similares a essas, justificou a emissão do SFAS nº 143 – *Accounting for Asset Retirement Obligations* (SFAS 143) em 2001 e definiu as práticas contábeis aplicáveis a empresas petrolíferas (mas não somente a elas) quanto ao tratamento que deveria ser empregado em relação ao custo de abandono.

O SFAS 143 aplica-se a todas as entidades que possuem obrigações legais associados à baixa de ativos de longo prazo resultantes da aquisição, construção, expansão e/ou da operação normal do ativo. Conforme Chewning Jr. e Mckie (2002, p. 56), são exemplos de obrigações dentro do escopo do SFAS 143: descomissionamento de instalações de geração de energia nuclear; desmantelamento e remoção de instalações de produção de óleo e gás marítima; custos de fechamento, de recuperação e de remoção associados a atividades de mineração e fundição; e custos de fechamento e pós-fechamento de aterro sanitário, instalações de descarte de lixo perigoso e instalações de estocagem de combustível.

Contudo, as obrigações de baixa de ativo não podem ser confundidas com obrigações que surgem de operações impróprias ou de acidentes, como por exemplo: obrigações resultantes de um desastre ambiental, do incêndio da fábrica etc (CHEWNING JR. e MCKIE, 2002, p. 56).

A norma passou a vigorar para as demonstrações contábeis emitidas no exercício social iniciado após 15 de junho de 2002.

A determinação básica do SFAS 143 é a de que os custos associados à baixa futura 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) e a de o

valor justo de um passivo por obrigação de baixa de ativo seja reconhecido no período em que for incorrido, se uma estimativa razoável do valor justo possa ser feita.

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, o valor justo é o valor pelo qual aquele passivo poderia ser quitado em uma transação normal entre as partes (sem ser forçada), 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 serão usados 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, incluindo os valores de passivos similares e os resultados das técnicas de valor presente.

Em relação às técnicas de valor presente, o SFAS 143 analisa que tanto a técnica do fluxo de caixa tradicional, como do fluxo de caixa esperado, pode, teoricamente, ser utilizada para a quantificação do valor justo, mas que a técnica do fluxo de caixa esperado é a 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 e 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.

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 originadores da obrigação futura, deverão ser contabilizados ao custo histórico desses ativos, os custos por obrigação de baixa relacionada ao ativo. Um passivo de igual valor, medido pelo valor justo, também seria reconhecido em contrapartida (SFAS 143, § 11).

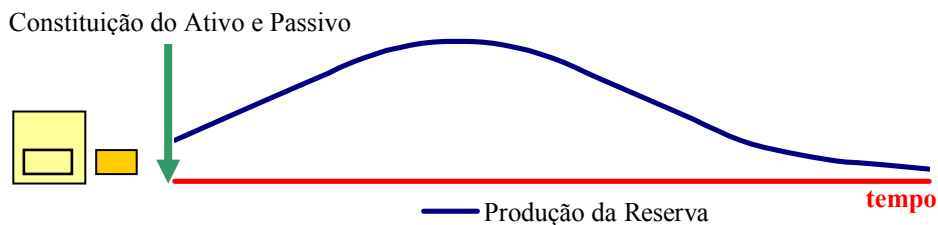
As provisões para o abandono (passivo) são constituídas tendo em vista onerar o resultado de hoje em função de um desembolso futuro já conhecido ou estimado e que já se sabe que a companhia incorrerá. Desta forma, é justo e correto que os produtos produzidos hoje e as receitas por eles geradas, já sejam diminuídos da parte que lhes cabe desse desembolso futuro. Da mesma forma que a amortização/depreciação oneram o resultado de hoje com parcelas de desembolsos passados, a provisão para abandono onera o resultado de hoje com parcelas do desembolso futuro.

No setor petrolífero, portanto, os custos de desmantelamento, remoção e restauração (custo de abandono) serão reconhecidos no 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 montante registrado no passivo, cujo valor passará a fazer parte do custo histórico dos ativos geradores da obrigação, para todos os efeitos. A Figura 4 mostra graficamente o reconhecimento da obrigação no Passivo em contrapartida a contabilização no ativo.

Em se tratando da valoração do passivo pelo valor justo, tem-se que para a indústria petrolífera, o preço de mercado não é o mais apropriado, devido aos custos de desmantelamento, remoção e restauração serem dispares e dependerem de diversos fatores.

Conforme afirma Kaiser (2005, p. 45), os custos de abandono do poço, da remoção da infraestrutura da plataforma e da restauração do local, dependem de fatores como as características físicas do poço e estruturas, da localização, do tipo de contrato, das opções

disponíveis, da preferência pelos operadores, das condições de mercado, da 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.



Fonte: elaborado pelos autores

Figura 4 – Reconhecimento da Obrigação por Baixa de Ativo

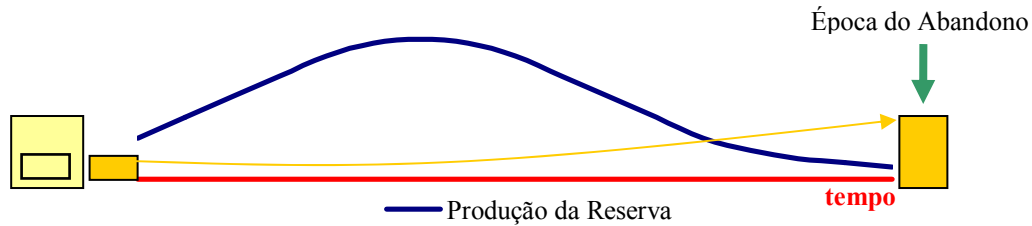
Esse reconhecimento poderá ser efetuado em mais de um período contábil, se o reconhecimento dos ativos relacionados ao poço de produção de petróleo e gás natural ocorrerem em mais de um período contábil. O reconhecimento destes passivos será considerado como um nível adicional do passivo original e cada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

Como exemplificam Jennings, Feiten e Brock (2000, p. 490), a reserva não desenvolvida, por definição, exigirá novos poços ou novos gastos antes dela ser classificada como reserva provada desenvolvida. Ao longo do desenvolvimento desses novos poços, associado 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 subsequentes à quantificação inicial do passivo, as companhias deverão reconhecer as variações periódicas nesse passivo resultante 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 em contrapartida a uma despesa classificada como item operacional (SFAS 143, §§ 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, desmantelamento e remoção dos equipamentos e instalações e restauração do local. Graficamente a atualização temporal do passivo pode ser observada na Figura 5.



Fonte: elaborado pelos autores

Figura 5 – Atualização Temporal do Passivo

Por essa sistemática, a evidenciação dos eventos inerentes às atividades de desmantelamento, remoção e restauração apresentará melhor grau de *disclosure*, ou seja, o passivo estará, na proximidade do abandono, espelhando a melhor estimativa possível dos custos de abandono, ao contrário do que ocorria anteriormente, cuja constituição do passivo se dava proporcionalmente à produção da reserva.

c) depreciação/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 contabilizada uma despesa de depreciação/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/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, fala em um método sistemático e lógico para alocação da despesa (despesa de depreciação/amortização) ao resultado. Para as indústrias petrolíferas o método comumente utilizado é o método das unidades produzidas.

d) revisões no prazo ou 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 e (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 e 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; e (iv) revisões nos fluxos de caixa estimados; sempre que houver uma variação significativa em um ou mais dos quatro componentes acima, durante o período contábil.

f) ajuste de períodos anteriores

Por ocasião da aplicação inicial do SFAS 143, as empresas deverão reconhecer os seguintes itens em suas demonstrações financeiras (SFAS 143, § 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/amortização acumulada desse custo capitalizado.

Os valores resultantes da aplicação inicial serão quantificados utilizando-se as informações atuais, ou seja, até a data da adoção da norma, as premissas atuais e as taxas de juros atuais. O valor reconhecido como custo capitalizado será quantificado na data em que o ativo que originou a obrigação foi incorrido. O passivo acumulado e a depreciação e amortização acumuladas 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 norma.

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

Para exemplificar os procedimentos definidos pelo SFAS 143, considere os mesmos dados do Quadro 1 e que o valor das estimativas dos custos de abandono é o valor futuro da obrigação, trazido a valor presente por uma taxa de desconto de 10% a.a., utilizando-se o método do fluxo de caixa esperado descontado. As contabilizações ficariam da seguinte forma:

Constituição do ativo:

D – Poços e Equip. e Instal. de Poços	\$102.875.000	
C – Caixa/Bancos/Financiamentos		\$100.000.000
C – Passivo (Custo de Abandono)		\$2.875.000

Cálculo da depreciação dos custos capitalizados:

$$\frac{\$102.875.000 - \$2.500.000}{5.625.000 \text{ barris}} \times 56.250 \text{ barris} = \$ 1.026.250$$

D - Despesas de Depreciação	\$ 1.026.250
C - Depreciação Acumulada	\$ 1.026.250

Atualização do Passivo pela passagem de tempo:

D – Despesa Operacional	\$287.500
C – Passivo (Custo de Abandono)	\$287.500

Dessa forma, contabilmente o valor total da estimativa do custo de abandono é reconhecido de uma única vez no passivo, no momento em que a obrigação é criada, ante ao que era registrado anteriormente, ou seja, a estimativa do custo de abandono era provisionado mensalmente com base numa taxa proporcional ao quociente da produção realizada no mês anterior pela reserva remanescente do campo.

Constituído o passivo, o saldo provisionado será utilizado para o abandono parcial dos poços e instalações durante a vida útil do campo ou para o abandono total do campo (com o desmantelamento e remoção da plataforma, por exemplo), quando ocorrer a extinção das reservas de hidrocarbonetos.

6. Considerações Finais

A edição do SFAS 143 impôs uma extensa mudança em como as companhias devem contabilizar 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.

Nesse contexto, mais do que nunca o custo de abandono deve fazer parte das análises estratégicas das empresas petrolíferas, principalmente depois da sistematização da norma contábil relacionada ao assunto.

Para o FASB, os benefícios provenientes do SFAS 143 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. 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.

Algumas questões ainda são passíveis de dúvida por parte dos usuários e merecem ser mais bem definidas ou esclarecidas. 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 de uma obrigação por baixa de ativo, que resultam de ativos com vida útil indeterminada.

Outra questão, diz respeito se toda e qualquer obrigação resultante de ativos devem ser reconhecidos, ou somente aquelas que encontram a definição de Passivo, tal como definido no SFAS nº 6. A tendência é de que somente aquelas obrigações que encontram a definição de Passivo estariam dentro do escopo do SFAS 143, como o próprio FASB já previu.

Devido aos diversos questionamentos por parte dos usuários sobre essas questões, o FASB colocou em discussão pública uma minuta de interpretação da contabilização das obrigações por baixa de ativo exigida pelo SFAS 143, visando sanar as mesmas. As deliberações a respeito da minuta ainda não foram publicadas até a presente data.

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, 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 pela baixa de ativos.

Como sugestões para estudos futuros, além das já apontadas, têm-se as seguintes:

Definição da taxa livre de risco, ajustada ao nível de crédito das empresas, representativa do setor petrolífero. É importante lembrar, sobre esta questão, que a Petrobras, por exemplo, vem conseguindo captar recursos externos a taxas de juros menores do que o juro soberano no Brasil.

Implicações do teste de *impairment* na sistemática de reconhecimento de uma obrigação por baixa de ativo.

Estudo empírico das atividades de desmantelamento, remoção e restauração de ativos destinados à produção de óleo e gás no Brasil, visando estimar um nível adequado desses custos (custos de abandono). Tal estudo mostra-se relevante na medida em que hoje, no Brasil, o número de empresas que estão atuando no segmento de E&P mostram-se crescente em função da quebra do monopólio do petróleo. Assim, estudos com essa abordagem poderiam contribuir para as atividades dos engenheiros, gerentes de projetos e outros profissionais envolvidos na avaliação da viabilidade econômica de um projeto petrolífero.

Impactos inerentes da adoção do SFAS 143, frente às exigências do SFAS nº 69 – Divulgação das Atividades de Produção de Óleo e Gás.

Com isso, 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. *Portaria ANP n° 25*, de 6 de março de 2002.
- ANP – Agência Nacional do Petróleo. *Portaria ANP n° 114*, de 25 de julho de 2001.
- ALEXANDER, E. R. & HINER, R. R. (2001) – Accounting for asset retirement obligations. *Journal of Accountancy*. New York; v. 192, n. 6, p. 49-54.
- CHEWNING JR., E. G. & MCKIE, A. (2002) – Accounting for asset retirement obligations. *The CPA Journal*. New York; v. 72, n. 5, p. 56-58.
- FASB – Financial Accounting Standards Board. *Statements of Financial Accounting Standards n° 143 – Accounting for Asset Retirement Obligations*. USA, 2001.
- FASB – Financial Accounting Standards Board. *Statements of Financial Accounting Standards n° 19 - Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies*. USA, 1977.
- GIL, A. C. (1996) – *Como elaborar projetos de pesquisa*. Atlas. 3ª Edição. São Paulo.
- 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*. FEA/USP. Tese (Doutorado em Contabilidade e Controladoria). São Paulo.
- JENNING, D. R., FEITEN, J. B. & BROCK, H. R. (2002) – *Petroleum accountig: principles, procedures & issues*. PricewaterhouseCoopers/Professional Development Institute. 5ª Edição. Denton, Texas.
- KAISER, M. J. (2005) – FASB 143 rules will change decommission liability. *Oil & Gas Journal*. Tulsa, Oklahoma; v. 103, n. 10, p. 43-49.
- KAISER, M. J., PULSIPHER, A. G. & BYRD, R. C. (2003) – Study estimates Gulf of Mexico decommissioning costs. *Oil & Gas Journal*. Tulsa, Oklahoma; v. 101, n. 38, p. 39-47.
- MMS – US Minerals Management Service. (2000) – *State of the Art of Removing Large Platforms Located in Deep Water*. Twachtman Snyder & Byrd, Inc. Houston, Texas.
- MANAGO, F. & WILLIAMSON, B. (1997) – Decommissioning and Removal of Oil and Gas Facilities Offshore California: Recent Experiences and Future Deepwater Challenges. *MMS OCS Study 98-0023*. 269 pp.
- PITTARD, A. (1997) – Field abandonment costs vary widely worldwide. *Oil & Gas Journal*. Tulsa, Oklahoma; v. 95, n. 11, p. 84-91.
- SEC – Securities and Exchange Commission. *Regulation S-X Rule 4-10*. USA, 1975.
- SILVA, C. E. V. (2003) – *Uma análise da mudança das práticas contábeis, ocorridas em 1999, relativas às atividades de exploração e produção de petróleo: o caso Petrobras S/A*. FACC/UFRJ. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis). Rio de Janeiro.
- THOMAS, J. E. (2001) – *Fundamentos da engenharia de petróleo*. Interciência/Petrobras. Rio de Janeiro.

¹ Testes Estratigráficos: são os poços perfurados somente para se obter informações geológicas do subsolo.

² 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.

³ Espaço Anular: espaço compreendido entre o revestimento do poço e a parede da escavação.

⁴ Jaquetas: estrutura tubular de suporte da plataforma.

⁵ Estacas: tubos especiais para fixação da plataforma no fundo do mar. Penetram a centenas de metro abaixo do fundo do mar.