

ANÁLISE DA TRIBUTAÇÃO DA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO REGIME BRASILEIRO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO SOB A PERSPECTIVA DO DIREITO E DA CONTABILIDADE TRIBUTÁRIA

ANALYSIS OF OIL AND GAS TAXATION IN PRODUCTION SHARING CONTRACTS UNDER BRAZILIAN TAX LAW AND ACCOUNTANCY PERSPECTIVES

Jules Michelet Pereira Queiroz e Silva*

Adriano da Nobrega Silva**

RESUMO: O trabalho analisa, a partir da perspectiva do Direito e da Contabilidade Tributária, os efeitos da Lei no 13.586, de 2017, decorrente da conversão da Medida Provisória no 795, de 2017, na incidência do IRPJ e CSLL sobre a pesquisa, desenvolvimento e exploração de campos de petróleo e gás natural no regime de partilha de produção. É promovida a análise da legislação regulatória e tributária do setor de exploração de petróleo e gás natural visando superar divergências da literatura a respeito. Mediante revisão de literatura, são apresentadas as diversas premissas teóricas da contabilização de receitas no setor preconizadas por órgãos nacionais e internacionais.

Palavras-chave: Petróleo e gás natural. Partilha de produção. Receitas. Tributação. Lei no 13.586, de 2017.

ABSTRACT: The paper analyzes, from the perspective of Tax Law and Tax Accounting, the impacts of Law 13,586, of 2017, resulting from the conversion of Provisional Measure nº 795, of 2017, over the incidence of IRPJ and CSLL in the research, development and exploration of oil & gas fields in the production sharing regime. It analyzes the oil & gas sector regulatory and tax legislation in the effort to overcome divergences existing in the literature. Through literature review, the authors present the various theoretical assumptions of accounting revenues advocated by national and international institutions.

Keywords: Oil & gas. Production sharing. IRPJ and CSLL. Law 13,586 of 2017. Provisional Measure nº 795, of 2017.

Artigo recebido em 14 de maio de 2018.

Artigo aceito em 25 de setembro de 2018.

* Consultor Legislativo da Câmara dos Deputados na área de Direito Tributário e Tributação. Doutorando em Direito Tributário pela Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo. Mestre em Direito, Estado e Constituição pela Universidade de Brasília. Professor do Instituto Brasiliense de Direito Público. E-mail: jules.queiroz@gmail.com

** Consultor Legislativo da Câmara dos Deputados na área de Direito Tributário e Tributação. Doutor em Ciência Política pela Universidade de Brasília. Mestre em Direito pelo Centro Universitário de Brasília. E-mail: adriano.nobrega@camara.leg.br

SUMÁRIO: 1. INTRODUÇÃO; 2. REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO E EXCEDENTE EM ÓLEO; 3. RESULTADO CONTÁBIL NO SETOR DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS; 4. LUCROS, IRPJ E CSLL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL; 5. IRPJ E CSLL NO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO; 6. EFEITOS DA MEDIDA PROVISÓRIA Nº 795, DE 2017, NA APURAÇÃO DO IRPJ E DA CSLL; 7. CONCLUSÕES; 8. REFERÊNCIAS.

1. INTRODUÇÃO

No uso da prerrogativa prevista no art. 62 da Constituição, o Presidente da República editou a Medida Provisória nº 795, de 17 de agosto de 2017, a qual regulou o tratamento tributário das atividades de exploração e de desenvolvimento de campo de petróleo ou de gás natural, alterou a Lei nº 9.481, de 13 de agosto de 1997, e a Lei nº 12.973, de 13 de maio de 2014, e instituiu regime tributário especial para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos. A aludida Medida Provisória acabou por ser convertida na Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017.

Durante sua tramitação no Congresso Nacional, a proposição provocou os mais acalorados debates, especialmente após outubro de 2017, quando foi divulgado trabalho de Lima¹, dando conta de que o art. 1º da proposição acarretaria, nos vários campos de exploração de petróleo da área denominada pré-sal, uma redução da arrecadação do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) de um trilhão de reais.

¹ LIMA, Paulo César Ribeiro. **Análise da Medida Provisória nº 795, de 2017**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2017, p. 17.

Disponível em:

https://jornalggn.com.br/sites/default/files/documentos/nota_tecnica_mp_795.pdf

Acesso em 8 jan 2018.

Isso levou a Assessoria Especial do Gabinete do Ministro da Fazenda e a Secretaria da Receita Federal do Brasil² a se manifestarem no sentido de que o trabalho de Lima³ adotou interpretação equivocada do citado art. 1º da Medida Provisória nº 795, de 2017. Sousa e Mattos⁴ também se manifestaram no sentido de que haveria equívocos no trabalho de Lima.

Após a aprovação da Medida Provisória no Congresso Nacional, Freire⁵ se manifestou no sentido de que a conta do impacto da proposição incorria em equívoco aritmético e conceitual rudimentar sobre quanto petróleo ficaria com as petroleiras e seria em tese tributável, também discordando da tese de Lima de que o volume de petróleo que caberia a cada petroleira seria a base de tributação.

Um ponto comum entre as manifestações da Assessoria Especial do Gabinete do Ministro da Fazenda e da Secretaria da Receita Federal do Brasil⁶, de Sousa e Mattos⁷ e de Freire⁸ é a de que o trabalho de Lima não apresentou a metodologia em que se baseou para chegar às conclusões apontadas.

² BRASIL. Assessoria Especial do Gabinete do Ministro da Fazenda; Secretaria da Receita Federal do Brasil. **Nota técnica sobre os efeitos da Medida Provisória nº 795 que trata da tributação da exploração de petróleo e gás**: MP integra conjunto de medidas para aumentar a competição nos leilões para exploração de reservas. Disponível em: http://www.fazenda.gov.br/centrais-de-conteudos/notas-tecnicas/2017/2017-11-24_notatenica_mf-rfb_mp-795.pdf

Acesso em 8 jan 2018.

³ LIMA, Paulo César Ribeiro, op. cit., 2017.

⁴ SOUSA, Francisco José Rocha de; MATTOS, César Costa Alves de. **Avaliação do estudo "Análise Técnica da Medida Provisória 795, de 2017"**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2017. Disponível em: http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/34799/avaliacao_estudo_souza_mattos.pdf?sequence=1 Acesso em 8 jan 2018.

⁵ FREIRE, Vinícius Torre. **Temer deu R\$ 1 trilhão a petroleiras?** Folha de São Paulo, São Paulo, 14 de dezembro de 2017. Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/colunas/viniustorres/2017/12/1943213-temer-deu-r-1-trilhao-a-petroleiras.shtml>

Acesso em 8 jan 2018.

⁶ BRASIL. Assessoria Especial do Gabinete do Ministro da Fazenda; Secretaria da Receita Federal do Brasil, op cit, 2018.

⁷ SOUSA, Francisco José Rocha de; MATTOS, César Costa Alves de, op. cit. 2017, p. 10.

⁸ FREIRE, Vinícius Torre, op. cit, 2017.

Apesar de, em seu trabalho inicial, Lima efetivamente não ter apresentado a literatura em que baseou sua posição, em entrevista a Angelo⁹ o autor se manifestou no sentido de que nada do que havia lido o convenceria da inexatidão em sua apuração do déficit de um trilhão de reais nas contas públicas que seria, em sua opinião, decorrente do art. 1º da Medida Provisória nº 795, de 2017. Em outro momento, Lima¹⁰ em carta aberta a propósito da matéria de Freire reafirmou sua interpretação.

Mais recentemente, Santos¹¹, concordando com o trabalho de Lima¹² no sentido de que a arrecadação do IRPJ e da CSLL seria reduzida, afirmou que, caso confirmado o volume de reservas de petróleo na área do pré-sal estimado em 176 bilhões de barris, o impacto nas contas públicas não seria de R\$ 1 trilhão, mas sim de R\$ 4 trilhões porque, segundo o autor, a União poderia receber pelos contratos na área do pré-sal montante maior do que o previsto por Lima em sua projeção.

Como se pode notar, o debate, longe de estar encerrado, permanece vivo e se apoia na seguinte questão: qual era a base de cálculo do Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas e da Contribuição Social sobre o Lucro no caso de pessoas

⁹ ANGELO, Claudio. "Não sou nenhum irresponsável", diz autor da conta do trilhão: Consultor da Câmara crucificado por estudo sobre renúncia fiscal da MP 795 defende seus números: "Até agora ninguém me convenceu de que estou errado". [S.l.]: Observatório do Clima, 2017. Disponível em: <http://www.observatoriodoclima.eco.br/nao-sou-nenhum-irresponsavel-diz-autor-da-conta-trilhao/> Acesso em 8 jan 2018.

¹⁰ LIMA, Paulo César Ribeiro. **Carta aberta de Paulo César Ribeiro Lima (Consultor Legislativo da Câmara dos Deputados) em resposta ao texto publicado no Jornal Folha de S. Paulo, em 14 de dezembro de 2017, na coluna do jornalista Vinícius Torres Freire.** [S.l.], 2017. Disponível a partir de: <http://www.inesc.org.br/biblioteca/publicacoes/outras-publicacoes/mp-do-trilhao-carta-aberta-de-paulo-cesar-ribeiro-lima-a-folha-de-s.paulo/view> Acesso em 8 jan 2018.

¹¹ SANTOS, Luiz Aberto dos. **A Medida Provisória nº 795: um benefício trilionário para o setor de petróleo e gás.** [S.l.], 2017. Brasília: Congresso em Foco, 2017. Disponível em: <http://congressoemfoco.uol.com.br/noticias/outros-destaques/medida-provisoria-795-um-beneficio-trilionario-para-o-setor-de-petroleo-e-gas/> Acesso em 8 jan 2018.

¹² LIMA, Paulo César Ribeiro, op. cit., 2017.

jurídicas atuando no setor de petróleo e gás nos chamados contratos de partilha de produção antes da modificação introduzida no ordenamento jurídico pelo art. 1º da Medida nº 795, de 2017, convertida na Lei nº 13.586, do mesmo ano? A hipótese colocada por Lima¹³ é a de que tal base de cálculo é a parcela da produção denominada excedente em óleo de que trata o art. 2º, inciso III, da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, conceito esse que será explicitado no decorrer do presente trabalho. A hipótese alternativa, colocada por Sousa e Mattos¹⁴ é a de que tal base de cálculo é o resultado contábil observados os ajustes previstos na legislação do IRPJ e da CSLL.

Uma vez respondida essa primeira pergunta, resta uma segunda que é a seguinte: quais os efeitos do art. 1º da Medida Provisória nº 795, de 17 de agosto de 2017, convertida na Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, na apuração da base de cálculo do Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) no caso de pessoas jurídicas atuando no setor de petróleo e gás?

A fim de responder tais questões, o presente trabalho encontra-se dividido em seis seções. Na primeira delas, são tecidas breves considerações sobre o regime de partilha de produção de petróleo e gás, sem se avançar em considerações de ordem tributária. Na segunda, é apreciado o cenário internacional acerca da apuração de resultados contábeis no setor de petróleo e gás. Na terceira, aborda-se a apuração de lucros, de IRPJ e de CSLL do setor no Brasil. Na quarta e na quinta seções, respectivamente, analisam-se a primeira e a segunda perguntas colocadas no presente trabalho. Na sexta e última, são tecidas as considerações finais.

¹³ LIMA, Paulo César Ribeiro, op. cit., 2017.

¹⁴ SOUSA, Francisco José Rocha de; MATTOS, César Costa Alves de, op. cit. 2017, p. 13.

2. REGIMES DE CONCESSÃO E DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Quando a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, pôs fim ao monopólio da Petrobras nas atividades de pesquisa, exploração, produção e refino de petróleo e gás natural¹⁵, além de introduzir no País um novo marco regulatório para o setor de petróleo, ela previu a possibilidade de que tais atividades possam ser realizadas em regime de concessão, no qual o concessionário detém a propriedade do petróleo explorado em certa área pelo prazo previsto contratualmente, não assumindo o Estado qualquer risco em relação ao empreendimento. Conforme Gomes¹⁶, o concessionário, além de arcar integralmente com os custos da atividade, não tem direito a qualquer pagamento, reembolso ou indenização no caso de a exploração da área concedida se mostrar infrutífera. Em contrapartida, a concessionária detém a propriedade do todo óleo e gás descoberto e produzido na área concedida¹⁷. Uma vez que o regime de concessão não é objeto do presente artigo, não serão apresentados detalhes adicionais em relação a ele.

Posteriormente, a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, introduziu no ordenamento jurídico brasileiro o regime de partilha de produção para a área do pré-sal e outras áreas consideradas estratégicas. De acordo com essa Lei, as empresas interessadas podem adquirir do poder público uma licença que lhes concede o direito de realizar estudos em determinada área a fim de verificar a

¹⁵ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). **Os regimes de concessão e de partilha**. ANP: Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/entenda-as-rodadas/os-regimes-de-concessao-e-de-partilha> Acesso em 9 set 2018.

¹⁶ GOMES, Carlos Jacques Vieira. **O Marco Regulatório da Prospeção de Petróleo no Brasil**: o regime de concessão e o contrato de partilha de produção. Senado Federal: Brasília, 2009. Disponível em: https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td-55-o-marco-regulatorio-da-prospeccao-de-petroleo-no-brasil-o-regime-de-concessao-e-o-contrato-de-partilha-de-producao/at_download/file Acesso em 8 jan 2019.

¹⁷ ANP, op. cit., 2017.

existência e a viabilidade comercial da extração de petróleo e gás. Assim como no regime de concessão, caso esses esforços sejam mal-sucedidos, as empresas não recebem nenhuma indenização do poder público. No caso de esforços bem-sucedidos, todavia, é fixado contratualmente que uma parte da produção ficará com o poder público, ao passo que a outra permanecerá com as empresas contratantes.

A mesma Lei determinou que a produção obtida com a exploração do petróleo é destinada a remunerar, em primeiro lugar, os royalties devidos pela exaustão dos recursos naturais (art. 2º, inciso I). A seguir, são remunerados os custos e investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato (art. 2º, inciso II). Esta parcela da produção destinada à remuneração de tais custos é denominada na legislação como custo-óleo. Uma vez remunerados os royalties e deduzido o custo-óleo, a parcela da produção restante, denominada excedente em óleo (art. 2º, inciso III) é repartida entre a União e o contratado.

Lima¹⁸ considera em seu trabalho que, antes da Medida Provisória nº 795, de 17 de agosto de 2017, a base de cálculo do IRPJ e da CSLL no caso de empresas atuando no setor de petróleo e gás no regime de partilha de produção era o excedente em óleo, sendo, fundamentalmente, essa a razão pela qual seria gerado o impacto negativo de 1 trilhão de reais nas contas públicas:

Admitindo-se o excedente em óleo do contratado com (sic) base de cálculo da CSLL (9%) e para determinação do IRPJ (25%), antes da edição da MPV nº 795/2017, seriam geradas as seguintes receitas tributárias de US\$ 7,89 por barril de petróleo equivalente, assim discriminadas: – CSLL: US\$ 2,088; e – IRPJ: US\$ 5,80. (sem destaque no original)

¹⁸ LIMA, Paulo César Ribeiro, op. cit., p. 15.

Assim, para o autor, quando o art. 1º da Medida Provisória nº 795, de 2017, permitiu que fossem ser integralmente deduzidas as importâncias aplicadas nas atividades de exploração e produção de jazidas de petróleo e de gás natural em cada período de apuração para fins de determinação da base de cálculo do Imposto de Renda e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, estaria havendo uma dupla dedução desses custos.

Sousa e Mattos não partilham de tal entendimento, o que resta claro quando afirmam: "Preliminarmente, deve-se esclarecer que o "excedente em óleo" do contratado não é igual ao lucro líquido de uma companhia de petróleo. Não é, portanto, igual a base de cálculo do IRPJ e da CSLL"¹⁹.

Como mencionado na Introdução, a primeira questão a ser respondida no presente trabalho consiste em saber qual é a base de cálculo do Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas e da Contribuição Social sobre o Lucro no caso de pessoas jurídicas atuando no setor de petróleo e gás nos chamados contratos de partilha de produção sem levar em conta a modificação introduzida no ordenamento jurídico pelo art. 1º da Medida nº 795, de 2017, convertida na Lei nº 13.586, do mesmo ano. Entende-se que é possível obter a resposta a tal questionamento a partir da interpretação sistemática do ordenamento jurídico pátrio. Uma vez respondida tal questão, resta analisar quais foram os efeitos do art. 1º da Medida Provisória citada na apuração da base de cálculo dos tributos mencionados.

Antes, porém, de se avançar nesse ponto, entende-se oportuno apresentar o panorama mundial existente ao longo dos últimos quarenta anos acerca da apuração do lucro contábil das empresas do setor de petróleo e gás.

¹⁹ SOUSA, Francisco José Rocha de; MATTOS, César Costa Alves de, op. cit., 2017, p. 10.

3. RESULTADO CONTÁBIL NO SETOR DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

A fim de se ter um panorama adequado acerca da apuração dos resultados no caso das empresas de petróleo e gás, faz-se necessário compreender como se estrutura esse setor e como se dá a contabilização dos gastos incorridos com o desenvolvimento de tal atividade empresarial. Conforme Rodrigues e Silva²⁰, a indústria do petróleo envolve as atividades de exploração e produção de petróleo e gás (denominadas *upstream*), refino de petróleo e gás e transporte de petróleo e gás, e de seus derivados (denominadas *downstream*). O art. 1º da Medida Provisória nº 795, de 2017, buscou regular o tratamento a ser dedicado, no tocante ao IRPJ e à CSLL, às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, as quais, ainda segundo Rodrigues e Silva²¹, envolvem: a) aquisição dos direitos exploratórios; b) aquisição de dados sísmicos; c) processamento e interpretação dos dados sísmicos; d) perfuração exploratória de poços; e) avaliação da capacidade produtiva dos poços perfurados; f) estudo do reservatório; g) desenvolvimento da área na qual foram descobertos reservatórios com a realização de obras e a instalação de equipamentos que permitam a extração de petróleo ou gás dos poços considerados economicamente viáveis; h) extração do petróleo e do gás; e i) fechamento dos poços e abandono da área após seu exaurimento.

Como se pode perceber, diversas atividades são empreendidas antes mesmo de se ter a certeza da viabilidade de extração e exploração comercial do petróleo ou gás sendo de se notar que os gastos incorridos desse período são considerados, no campo da Teoria Contábil, como pertencentes à fase pré-operacional de atividades da pessoa jurídica. Como o próprio nome indica, tal

²⁰ RODRIGUES, Adriano; SILVA, Carlos Eduardo. **Contabilidade de petróleo e gás: USGAAP, IFRS e Caso Petrobras**. São Paulo: Cengage Learning, 2012.

²¹ RODRIGUES, Adriano; SILVA, Carlos Eduardo, op.cit., 2012.

fase é anterior à fase operacional, a qual se inicia a partir do momento em que a pessoa jurídica está em condições de auferir receitas²². No caso das empresas do setor de petróleo e gás, no início das atividades sequer é possível saber se os esforços de pesquisa e perfuração de poços resultarão na descoberta de reservas cuja exploração seja comercialmente viável. Duas são as possibilidades relativamente aos gastos que podem, no longo prazo, gerar lucros: eles podem ser imediatamente reconhecidos como custos ou despesas no período em que incorridos, ou podem ser contabilizados em conta de ativo para serem amortizados ou depreciados à medida em que os lucros são auferidos²³.

Em se tratando de gastos pré-operacionais, não se afigura razoável que os mesmos sejam registrados diretamente em contas de resultado, pois tal atitude daria aos sócios ou acionistas a prematura e inadequada noção de que os negócios estavam sendo deficitários, razão pela qual o tratamento usual segundo a Teoria Contábil é seu registro em contas de ativo (anteriormente ativo diferido e atualmente ativo imobilizado ou intangível, conforme o caso) para posterior depreciação ou amortização, dependendo do tipo de ativo²⁴.

Apesar disso, ao longo dos últimos quarenta anos vivencia-se um intenso debate na literatura internacional a respeito de como devem ser contabilizados os gastos pré-operacionais no setor de petróleo e gás. Rodrigues e Silva²⁵ e

²² IUDÍCIBUS, Sérgio de *et al.* **Manual de Contabilidade Societária**: aplicável a todas as sociedades de acordo com as normas internacionais e do CPC. 2 ed. São Paulo: Atlas, 2013, p. 340.

²³ STICKNEY, Clyde P. et al. **Financial accounting**: an introduction to concepts, methods and uses. 13 ed. Mason: South Western; Cengage Learning, 2010, p. 418.

²⁴ IUDÍCIBUS, Sérgio de *et al.* **Manual de Contabilidade Societária**: aplicável a todas as sociedades de acordo com as normas internacionais e do CPC. 2 ed. São Paulo: Atlas, 2013, p. 283, 284 e 340.

²⁵ RODRIGUES, Adriano; SILVA, Carlos Eduardo, op. cit., 2012.

Alencar²⁶ apontam cinco diferentes métodos segundo os quais essa contabilização pode ser feita:

- o método do custo total (*full costing*) - todos os dispêndios incorridos na aquisição, exploração, e desenvolvimento de propriedades em uma área geopolítica, a exemplo de um país, são lançados em conta de ativo, sendo amortizadas até o limite do valor das reservas situadas naquela área;

- o método dos esforços bem-sucedidos (*successful efforts costing*) - os custos incorridos na exploração e desenvolvimento de propriedades que tenham relação com reservas consideradas bem-sucedidas são lançados em conta de ativo, ao passo que os dispêndios na exploração e desenvolvimento de propriedades sem sucesso devem ser imediatamente lançados como despesa;

- o método do valor de descoberta (*discovery value accounting*) - as reservas minerais são registradas com base em seu valor estimado quando descobertas ou, alternativamente, após a etapa de desenvolvimento, sendo diferido tanto o registro dos custos de aquisição quanto o dos custos anteriores à etapa de desenvolvimento;

- o método do valor corrente (*current value accounting*) - o valor de avaliação das reservas, a ser informado nas demonstrações financeiras, deve levar em conta a informação mais recente disponível;

- o método dos gastos (*expenses*) - todo o gasto realizado na prospecção e desenvolvimento, independentemente do sucesso do empreendimento, é considerado despesa do período, à exceção dos gastos relacionados a equipamentos, que são contabilizados no ativo imobilizado.

²⁶ ALENCAR, Fábio Gilberti. **A Descoberta de uma jazida mineral**: Uma Abordagem de Gestão Econômica. VI Congresso Brasileiro de Custos. 29 de junho a 2 de julho de 1999. São Paulo – Brasil, p. 3.

Desde sua criação na década de 1970, o *Financial Accounting Standards Board* (FASB), entidade sem fins lucrativos dos Estados Unidos que busca estabelecer princípios de contabilidade geralmente aceitos (*generally accepted accounting principles* – GAAP) tem se dedicado a contabilização dos gastos no setor de petróleo e gás naquele país. Em 1977, a entidade editou o *Statement of Financial Accounting Standards* nº 19 com o propósito de regular a escrituração comercial e a elaboração de demonstrações contábeis de sociedades que atuam nesse ramo nos EUA. Nesse relatório, a entidade analisou os quatro primeiros métodos apontados e recomendou a não-adoção do método do valor de descoberta e do método do valor corrente por considerá-los excessivamente subjetivos no tocante aos critérios de avaliação do custo das reservas. A organização também se pronunciou abertamente pela adoção do método dos esforços bem-sucedidos na apuração dos resultados pelas empresas do setor de petróleo e gás, como fica claro na seguinte afirmação de Santos, Silva e Sancovschi:

O [*Statement of Financial Accounting Standards*] 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.

27

²⁷ SANTOS, Odilanei Moraes dos; SILVA, Paula Danyelle Almeida da; SANCOVSCHI, Moacir. Contabilidade de Empresas Petrolíferas: O Custo de Abandono. In: **Revista de Administração e Contabilidade da Unisinos**. Vol. 3, n. 1, jan-abr 2006, p. 8.

Uma premissa existente no método do custo total é a de que todo gasto incorrido na aquisição, exploração e desenvolvimento contribui para a atividade de extração e produção de petróleo da empresa como um todo, ainda que um determinado gasto específico nem sempre resulte em descoberta de reservas economicamente viáveis. Significa dizer que, de acordo como o método do custo total, gastos que, reconhecidamente, foram realizados em locais considerados economicamente inviáveis, serão mantidos em contas de ativo e deduzidos ao longo do tempo como custos incorridos para obtenção dos lucros auferidos na mesma área geopolítica, ao passo que segundo o método dos esforços bem-sucedidos, a partir do momento em que se constata que a perfuração de um determinado é infrutífera, todos os gastos relacionados ao mesmo devem ser reconhecidos imediatamente como despesa.

Por considerar que o método dos esforços bem-sucedidos apresenta informação contábil mais precisa que o método do custo total, o FASB recomendou sua adoção pelas empresas do setor de petróleo e gás. Com efeito, a manutenção no ativo de gastos de exploração reconhecidamente infrutíferos, tal como proposto pelo método dos custos totais, faz com que o resultado contábil existente no momento de tal reconhecimento se mostre indevidamente elevado, não sendo, portanto de surpreender que tal método seja o preferido pelas sociedades de menor porte do setor de petróleo e gás como apontam Bierman Jr., Dukes e Dyckman²⁸.

Apesar do posicionamento do FASB, Rodrigues e Silva (2012) afirmam que, em 1978, a *Securities and Exchange Commission* (SEC), órgão norte-americano com funções semelhantes às da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) do Brasil, editou os *Accounting Series Releases* nºs 257 e 258, nos quais permitiu que fosse

²⁸ *Apud* SANTOS, SILVA e SANCOVSCHI, op. cit., p. 8.

utilizado tanto o método do custo total, quanto o método dos esforços bem-sucedidos para a contabilização dos gastos exploratórios incorridos na indústria de petróleo e gás nos EUA. Este posicionamento da SEC levou o FASB a editar em 1979 o *Statement of Financial Accounting Standards* nº 25, no qual ficou estabelecido pela organização que apesar de a mesma considerar o método do custo dos esforços bem-sucedidos mais adequado para a contabilização dos gastos no setor, as companhias exercendo atividades no ramo de exploração de petróleo e gás nos EUA poderiam adotar o método do custo total em seus registros contábeis.

As orientações do FASB e da SEC eram restritas aos Estados Unidos, mas ainda na década de 1970 foi constituída outra entidade não-governamental, o *International Accounting Standards Committee* (IASC), composta por organismos profissionais de contabilidade de diversos países e que passou a se dedicar ao estabelecimento de normas e padrões internacionais de contabilidade. Estas normas e padrões eram veiculados sob a denominação de *International Accounting Standards* (IAS). A partir de 2001, foi criado na estrutura do IASC o *International Accounting Standards Board* (IASB), o qual absorveu as atribuições técnicas deste e as normas internacionais de contabilidade passaram a ser veiculadas por pronunciamentos denominados *International Financial Reporting Standards* (IFRS). A importância desses pronunciamentos fica clara ao se ter em conta que, por meio do Regulamento (CE) nº 1606/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Julho de 2002, ficou estabelecido que sempre que possível e desde que assegurem um elevado grau de transparência e de comparabilidade das informações financeiras na Comunidade Europeia, as normas internacionais de contabilidade serão de utilização obrigatória por parte de todas as sociedades da Comunidade cujos títulos são negociados publicamente, bem como por todas as empresas comunitárias. No Brasil, o

Comitê de Pronunciamentos Contábeis busca, mediante a edição de pronunciamentos, harmonizar as práticas contábeis locais ao posicionamento do IFRS. Estes pronunciamentos passaram a ser aprovados por resoluções do Conselho Federal de Contabilidade que criou uma nova categoria de normas, as Normas Brasileiras de Contabilidade, convergentes com as normas internacionais emitidas pela IFRS Foundation (NBC-TG).

Em 1993, o IASC editou o *International Accounting Standards* (IAS) nº 16, no qual se pronunciou no sentido de que custos incorridos em determinado período de apuração somente seriam registrados no ativo imobilizado quando fosse provável a obtenção de futuros benefícios econômicos associados aos mesmos e tais custos pudessem ser adequadamente mensurados. Contudo, talvez em virtude do debate acerca da adoção do método dos custos totais, a norma expressamente previu que não seria aplicável no caso de direitos sobre jazidas e reservas minerais tais como petróleo, gás natural, carvão mineral, dolomita e recursos não renováveis semelhantes. O IAS nº 16 foi adotado no Brasil pelo Pronunciamento no 27 do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovado pela Norma Geral de Contabilidade Técnica (NGC-TG) nº 27 do Conselho Federal de Contabilidade (CFC).

No ano de 1998, o IASC editou o IAS nº 38, no qual apresentou procedimentos contábeis a serem observados na contabilização de ativos intangíveis. Em linhas gerais, para a organização, ativos intangíveis resultam de gastos com a aquisição, o desenvolvimento, a manutenção ou o aprimoramento de recursos intangíveis e que atendem a três critérios: a) não se confundem com o mero ágio derivado da expectativa de rentabilidade futura; b) podem ser separados e vendidos, transferidos, licenciados, alugados ou trocados; e c) resultam de direitos contratuais ou legais. Assim como no caso do ativo imobilizado, o IASC se pronunciou no sentido de que somente seriam registrados

no ativo intangível gastos com provável contribuição para a formação de futuros benefícios econômicos que pudessem ser adequadamente mensurados. Assim como ocorrido no caso do IAS nº 16, a organização fez a ressalva de que o IAS nº 38 também não era aplicável a direitos de exploração de recursos minerais e gastos com a exploração ou o desenvolvimento e a extração de minérios, petróleo, gás natural e outros recursos exauríveis similares. O IAS nº 38 foi adotado pelo Pronunciamento no 4 do CPC e aprovado pela Norma Geral de Contabilidade Técnica (NGC-TG) nº 4 do CFC.

Apesar de o IASB, a partir de 1988, ter buscado o estabelecimento de um único método para a contabilização dos custos de exploração e avaliação de recursos minerais, com a edição em 2004 do IFRS nº 6, a entidade manteve a possibilidade de adoção do método dos esforços bem-sucedidos, do método da área de interesse e do método do custo total. Com efeito, o documento, de modo lacônico, estabeleceu apenas que os ativos de exploração e avaliação deveriam ser mensurados pelo custo e que os critérios de reconhecimento dos dispêndios deveriam ser consistentes ao longo do tempo. Além disso, a entidade propôs, exemplificativamente, a classificação em contas de ativo: a) gastos com aquisição de direitos de exploração; b) gastos com a realização de estudos topográficos, geológicos, geoquímicos e geofísicos; c) gastos com perfuração exploratória; d) gastos com a realização valas; e) gastos com amostragem; e f) gastos com atividades relacionadas à avaliação da exequibilidade técnica e viabilidade comercial da extração de um recurso mineral.

Vale registrar que, segundo Cortese e Irvine²⁹ e Cortese, Irvine e Kaidonis³⁰, a possibilidade de uso do método do custo total prevista pela SEC em 1978 e pelo IASB em 2004 decorreu de intensa atuação da indústria petrolífera e de empresas de auditoria independente que possuíam contratos com essas empresas.

Como se pode notar, a apuração do lucro contábil no caso da indústria de petróleo e gás é objeto de controvérsia há mais de quarenta anos, girando tal controvérsia acerca da manutenção em contas de ativo ou da necessidade de dedução imediata, como despesa do período, de gastos com a exploração de áreas que, reconhecidamente, não irão contribuir para a formação de receitas, ou seja, do tratamento contábil a ser dedicado a esforços malsucedidos.

4. LUCROS, IRPJ E CSLL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL

No Brasil, desde a edição da Lei nº 2004, de 3 de outubro de 1953, constituíam monopólio da União a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluídos e gases raros, existentes no território nacional; o refino do petróleo nacional ou estrangeiro; o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no País; e o transporte, por meio de condutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem.

Em função desse monopólio, não houve um debate aberto no Brasil acerca dos métodos de contabilização dos resultados apurados na indústria petrolífera, o que é compreensível visto que se estava diante de uma situação particular de

²⁹ CORTESE, Corine L.; IRVINE, Helen J. Investigating international accounting standard setting: the black box of IFRS 6. **Research in accounting regulation**, 22, 2010, p. 87-95.

³⁰ CORTESE, Corine L.; IRVINE, Helen J.; KAIDONIS, Mary A. Powerful players: how constituents captured the setting of IFRS 6, an accounting standard for the extractive industries. **Accounting Forum** 34, 2010, p. 76-88.

uma única empresa, a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. A única regra presente no ordenamento jurídico brasileiro a respeito foi a prevista pelo art. 12 do Decreto-lei nº 62, de 21 de novembro de 1966, *in verbis*: "Art. 12. A Petróleo Brasileiro S. A. - PETROBRÁS - poderá deduzir, para efeito de determinação do lucro sujeito à tributação, as importâncias aplicadas em cada exercício na prospecção e extração do petróleo cru".

O dispositivo não deixava claro se as importâncias aplicadas em cada exercício na prospecção e extração do petróleo cru deveriam ser deduzidas como despesas operacionais ou se, ao contrário, deveriam ser lançadas em contas do ativo para posterior amortização ou depreciação, hipótese essa em que a dedução, para efeito de apuração do imposto de renda, deveria ser feita em registros extracontábeis no Livro de Apuração do Lucro Real. Ainda que nenhuma diferença houvesse para efeito de apuração do imposto a pagar, talvez pelo fato de o lucro contábil a partir do qual são calculados os dividendos devidos aos acionistas ser menor no primeiro caso, até 1998 a empresa deduzia contabilmente as aplicações de importâncias como despesas operacionais, adotando assim o método *expenses*, enquanto a Braspetro, subsidiária da Petrobras S.A. encarregada da realização de atividades de exploração e produção no exterior fazia uso de método similar ao do custo total. Somente a partir de 1999 houve a preocupação com a uniformização das práticas contábeis e a busca pela adoção de padrões contábeis internacionais com vistas à captação de recursos no mercado internacional.³¹

³¹ SILVA, Carlos Eduardo Vieira da; MARQUES, José Augusto Veiga da Costa. **Oil & gas accounting**: o estudo de caso de uma empresa de petróleo. In: Encontro Nacional da Associação Nacional de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração (Anpad), 28, 2004, Curitiba. Anais... Curitiba: Anpad, 2004, p. 5. Disponível em: <http://www.anpad.org.br/admin/pdf/enanpad2004-ccg-0238.pdf>: Acesso em 23 jan 2018.

A partir do fim do monopólio até então dedicado à sociedade anônima pela Lei nº 9.478, de 1997, a Secretaria da Receita Federal do Brasil passou a considerar que o tratamento tributário previsto no art. 12 do Decreto-lei nº 62, de 1966, violava o disposto no § 2º do art. 173 da Constituição segundo o qual é vedado às empresas públicas e sociedades de economia mista gozar de privilégios fiscais não extensivos às empresas do setor privado. Para o órgão, os gastos da Petrobras S.A. deveriam ter o tratamento tributário previsto no § 3º do art. 58 da Lei nº 4.506, de 30 de novembro de 1964, a saber:

- as despesas com prospecção e cubagem de jazidas ou depósitos, realizadas por concessionárias de pesquisa ou lavra de minérios, sob a orientação técnica de engenheiro de minas, poderiam ser imediatamente deduzidas na apuração do lucro operacional ou, alternativamente, lançadas em conta de ativo para amortização no prazo mínimo de cinco anos;

- os custos e despesas de desenvolvimento de jazidas e minas ou de expansão de atividades industriais deveriam ser classificadas no ativo diferido até o término da construção ou da preparação para exploração e amortizadas no prazo mínimo de cinco anos.

A divergência entre o entendimento da Secretaria da Receita Federal do Brasil e o adotado pela Petrobras S.A. no que concerne ao tratamento fiscal a ser dedicado aos gastos de desenvolvimento incorridos é resumido no Quadro 1, constante dos autos do Processo Administrativo Fiscal n. 16539.720015/2014-63, que tramitou no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF).

Quadro 1 – Procedimentos adotados pela Petrobrás e posição da RFB

Natureza do Gasto			Procedimento do Contribuinte		Entendimento da RFB
			Contábil	Fiscal	
1 Gastos com a Aquisição dos Direitos de Exploração			Contabilizados no Ativo Intangível e amortizados com base no Método de Unidades Produzidas	Despesas com amortização dedutíveis	Procedente
2 Gastos de Exploração	2.1	Gastos com Pesquisas Geológicas e Geofísicas	Contabilizados diretamente como despesas	Despesas dedutíveis	Procedente
	2.2	Gastos com a Perfuração de Poços Exploratórios	Contabilizados no Ativo Imobilizado e depleciados/depreciados com base no Método de Unidades Produzidas	Exclusão integral do gasto no ano em que incorrido e adições das parcelas depleciadas/depreciadas	Procedente
3 Gastos de Desenvolvimento			Contabilizados no Ativo Imobilizado e depleciados/depreciados com base no Método de Unidades Produzidas	Exclusão integral do gasto no ano em que incorrido e adições das parcelas depleciadas/depreciadas	Improcedente
4 Gastos da Produção			Contabilizados de acordo com os critérios utilizados na Contabilização de Custos	Deduzidos de acordo com os mesmos critérios	Procedente

Fonte: Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF) (PAF n. 16539.720015/2014-63).

No julgamento deste processo, a 2ª Turma Ordinária da 4ª Câmara da 1ª Seção de Julgamento do CARF, por unanimidade de votos, considerou não caber à Administração Tributária Federal o afastamento da aplicabilidade da norma prevista no art. 12 do Decreto-lei n. 62, de 21 de novembro de 1966, sob o argumento de sua inconstitucionalidade, visto que tal prerrogativa caberia apenas ao Poder Judiciário.

Diante da consideração de que o modelo anterior, aplicável exclusivamente à Petrobras, era inconstitucional, o Poder Executivo editou a Medida Provisória nº 795, de 2017, instituindo um novo regramento, aplicável a todas as empresas atuando no setor de petróleo e gás. É exatamente esse o propósito do art. 1º da norma citada, cujos objetivos, conforme sua Exposição de Motivos, são: a) regular

o momento da dedução dos gastos de desenvolvimento na apuração do IRPJ e da CSLL para a indústria do petróleo daí por diante; e b) dar o mesmo tratamento a todas as empresas do setor.

5. IRPJ E CSLL NO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Como já apontado anteriormente, Lima³² e Sousa e Mattos³³ divergem acerca de qual é a base de cálculo do IRPJ e da CSLL no chamado regime de partilha de produção previsto para a indústria do petróleo que foi introduzido no ordenamento jurídico brasileiro pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Para o primeiro, tal base de cálculo seria o excedente em óleo, ao passo que, para os últimos, seria o lucro líquido contábil, ajustado em conformidade com as disposições da legislação tributária.

É de se notar que a dúvida acerca de qual é a base de cálculo do IRPJ e da CSLL no regime de partilha de produção não é nova. Ainda em 2013, ela já havia sido levantada na literatura por Santos e Silva:

Um ponto importante a destacar é que a Lei nº 12.351/2010 não alterou a legislação tributária vigente, fato que enseja diversas dúvidas, tais como: o resultado que servirá de base para cálculo do imposto de renda será o apurado na partilha [...] ou o apurado normalmente pela contabilidade [...]?³⁴

Entende-se que a resposta da questão formulada por Santos e Silva³⁵ pode ser intuída a partir de seu próprio enunciado: uma vez que a Lei nº 12.351, de 2010, não alterou a legislação tributária vigente, a definição do resultado que serve de base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social pode ser

³² LIMA, Paulo César Ribeiro, op. cit., 2017.

³³ SOUSA, Francisco José Rocha de; MATTOS, César Costa Alves de, op. cit., 2017.

³⁴ SANTOS, Odilanei Moraes dos; SILVA, Paula Danyelle Almeida da. **A contabilidade na era do pré-Sal**. In: Revista Brasileira de Contabilidade. Ano XLII, n. 203, set-out 2013, p. 84.

³⁵ *Idem*.

encontrada a partir da interpretação sistemática da legislação existente no ordenamento jurídico brasileiro antes da edição dessa Lei.

Como seu próprio nome indica, o núcleo fundamental da base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) é o lucro. Desse modo, quando de sua instituição pela Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988, ficou definido que a Contribuição incide sobre o resultado do exercício, apurado com observância da legislação comercial, com os ajustes previstos nas normas tributárias.

De maneira análoga, o núcleo fundamental da base de cálculo do Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) é a renda, noção essa que, no caso das pessoas jurídicas, se confunde com a de lucro. Isso porque quando da criação do Imposto de Renda no Brasil, o que se deu pela Lei nº 4.625, de 31 de dezembro de 1922, ficou estabelecido que o mesmo incidiria sobre o conjunto líquido dos rendimentos de qualquer origem, ou seja, sobre o conjunto das receitas após a dedução das despesas. Posteriormente, a Lei nº 4.506, de 30 de novembro de 1964, definiu que a base de cálculo do IRPJ seria o lucro real, assim considerado o lucro operacional, acrescido ou diminuído dos resultados líquidos de transações eventuais. Desde a edição do Decreto-lei nº 1.598, de 26 de dezembro de 1977, ficou assente que a base de cálculo deste tributo, denominada lucro real, corresponde ao lucro líquido do exercício apurado com observância das disposições da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, ajustado pelas adições, exclusões ou compensações prescritas ou autorizadas pela legislação tributária.

Uma vez que tanto a legislação da CSLL, quanto a do IRPJ, fazem menção aos conceitos de lucro líquido e de resultado do exercício previstos na legislação comercial, é de se notar que o lucro líquido é o resultado positivo do exercício, o qual, nos termos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, é apurado a partir do cômputo das receitas e os rendimentos ganhos no período, independentemente da sua realização em moeda, e dos custos, despesas,

encargos e perdas, pagos ou incorridos, correspondentes a essas receitas e rendimentos, sendo demonstrado do seguinte modo:

I - a receita bruta das vendas e serviços, as deduções das vendas, os abatimentos e os impostos;

II - a receita líquida das vendas e serviços, o custo das mercadorias e serviços vendidos e o lucro bruto;

III - as despesas com as vendas, as despesas financeiras, deduzidas das receitas, as despesas gerais e administrativas, e outras despesas operacionais;

IV - o lucro ou prejuízo operacional, as outras receitas e as outras despesas;

V - o resultado do exercício antes do Imposto sobre a Renda e a provisão para o imposto;

VI - as participações de debêntures, empregados, administradores e partes beneficiárias, mesmo na forma de instrumentos financeiros, e de instituições ou fundos de assistência ou previdência de empregados, que não se caracterizem como despesa;

VII - o lucro ou prejuízo líquido do exercício e o seu montante por ação do capital social.

Sendo esse o regramento previsto para as pessoas jurídicas em geral, resta analisar qual é a situação para aquelas que atuam, mediante contratos de partilha de produção, na exploração de petróleo e gás. A Lei nº 12.351, de 2010, em momento algum dispôs sobre mudanças na legislação do IRPJ e da CSLL ou sobre a apuração de lucros contábeis para essas empresas. Com efeito, nota-se que os conceitos por ela empregados a exemplo de custo em óleo e excedente em óleo, são empregados para a fixação de cláusulas contratuais e para o julgamento das propostas em procedimento de licitação, não para a definição de lucros contábeis ou de fixação de base de cálculo de tributos. Esse fato já havia sido reconhecido por Santos e Silva³⁶, quando afirmaram que a Lei nº 12.351/2010 não alterou a legislação tributária vigente.

Se não bastasse esse fato, é de se notar que nos termos do § 2º do art. 177 da Lei nº 6.404, de 1976, devem ser observados em registros auxiliares, sem

³⁶ SANTOS, Odilanei Moraes dos; SILVA, Paula Danyelle Almeida da, op. cit., p. 84.

qualquer modificação da escrituração mercantil e das demonstrações reguladas na legislação comercial as disposições da lei tributária, ou de legislação especial sobre a atividade que constitui seu objeto, que prescrevam, conduzam ou incentivem a utilização de métodos ou critérios contábeis diferentes ou determinem registros, lançamentos ou ajustes ou a elaboração de outras demonstrações financeiras. Preceito semelhante é previsto no § 2º do art. 8º do Decreto-lei nº 1.598, de 1977, quando o mesmo faz a previsão de que os registros de interesse do Fisco devem ser feitos em livros contábeis auxiliares ou em livros fiscais.

Assim, considerando que a Lei nº 12.351/2010 não alterou a legislação tributária vigente e que o controle contábil dos registros relativos a conceitos por ela empregados (a exemplo de custo em óleo e de excedente em óleo) devem ser feitos em registros auxiliares para fins de acompanhamento do cumprimento das cláusulas contratuais assumidas, deve-se concluir que a base de cálculo do IRPJ e da CSLL antes da edição da Medida Provisória nº 795, de 2017, é o lucro líquido contábil ajustado em conformidade com o disposto na legislação tributária. Considera-se, assim, respondida a primeira pergunta de que se ocupa o presente trabalho.

6. EFEITOS DA MP Nº 795, DE 2017, NA APURAÇÃO DO IRPJ E DA CSLL

Conforme exposto anteriormente, uma vez identificada a base de cálculo do IRPJ e da CSLL antes da edição da Medida Provisória nº 795, de 2017, convertida na Lei nº 13.586, do mesmo ano, resta analisar quais são os efeitos dessas normas sobre as citadas bases de cálculo. Para tanto, será promovido o cálculo deste imposto e desta contribuição utilizando-se os dados hipotéticos do exemplo

elaborado por Santos e Silva³⁷ para dois cenários, sendo o primeiro deles a apuração segundo as regras contábeis, sem o ajuste fiscal trazido por essas normas, e o segundo correspondente à apuração com observância do disposto no art. 1º da Medida Provisória nº 795, de 2017, convertido pelo Congresso Nacional de modo idêntico como art. 1º da Lei nº 13.586, de 2017, o qual dispõe:

Art. 1º Para fins de determinação do lucro real e da base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL, poderão ser integralmente deduzidas as importâncias aplicadas, em cada período de apuração, nas atividades de exploração e produção de jazidas de petróleo e de gás natural, definidas no art. 6º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, observado o disposto no § 1º.

§ 1º A despesa de exaustão decorrente de ativo formado mediante gastos aplicados nas atividades de desenvolvimento para viabilizar a produção de campo de petróleo ou de gás natural é dedutível na apuração do lucro real e da base de cálculo da CSLL.

§ 2º Para fins de apuração do lucro real e da base de cálculo da CSLL, poderá ser considerada a exaustão acelerada dos ativos de que trata o § 1º formados até 31 de dezembro de 2022, calculada mediante a aplicação da taxa de exaustão, determinada pelo método das unidades produzidas, multiplicada por dois inteiros e cinco décimos.

§ 3º A quota de exaustão acelerada de que trata o § 2º será excluída do lucro líquido, e o total da exaustão acumulada, incluídas a normal e a acelerada, não poderá ultrapassar o custo do ativo.

§ 4º A partir do período de apuração em que for atingido o limite de que trata o § 3º, o valor da exaustão normal, registrado na escrituração comercial, deverá ser adicionado ao lucro líquido para efeito de determinação do lucro real e da base de cálculo da CSLL.

§ 5º Quanto às máquinas, aos equipamentos e aos instrumentos facilitadores aplicados nas atividades de desenvolvimento da produção, a depreciação dedutível, para fins de determinação do lucro real e da base de cálculo da CSLL, deverá ser realizada de

³⁷ SANTOS, Odilanei Moraes dos; SILVA, Paula Danyelle Almeida da, op. cit., p. 81-82.

acordo com as taxas publicadas periodicamente pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, para cada espécie de bem, em condições normais ou médias.

§ 6º Sem prejuízo do disposto no § 5º, fica assegurado ao contribuinte o direito de computar a quota efetivamente adequada às condições de depreciação das suas máquinas, equipamentos e instrumentos facilitadores aplicados nas atividades de desenvolvimento da produção, desde que faça prova dessa adequação, quando adotar taxa diferente da publicada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil.

Em linhas gerais, nota-se que o dispositivo permite a dedução integral, na determinação do lucro real e da base de cálculo da CSLL, no próprio período de apuração, das importâncias aplicadas nas atividades de exploração e produção de jazidas de petróleo e de gás natural, quando o tratamento contábil recomendado seria o registro em conta de ativo e a baixa ao longo dos anos em que serão produzidos os resultados decorrente desses gastos³⁸, ou sua baixa, com observância do método dos esforços bem-sucedidos ou do método do custo total. Outra inovação legislativa a ser apontada é a previsão de amortização acelerada, na escrituração fiscal, dos gastos de desenvolvimento registrados no ativo da companhia até 31 de dezembro de 2022.

Dito isso, passa-se à análise dos efeitos da Medida Provisória levando-se em conta o exemplo elaborado por Santos e Silva³⁹ o qual apresenta os seguintes dados hipotéticos (foi alterado o nome das companhias):

- a companhia aberta Petróleo S.A. com 100% de participação privada, forma um consórcio com a empresa estatal Petro-Sal, de titularidade da União;
- sobre a receita bruta são devidos royalties de quinze por cento; o custo em óleo é limitado a 55% da produção líquida;

³⁸ IUDÍCIBUS et al., op. cit., p. 318.

³⁹ SANTOS, Odilanei Moraes dos; SILVA, Paula Danyelle Almeida da, op. cit., p. 81 e ss.

- os valores de custo em óleo não recuperados em um período são transferidos a período seguinte;
- são primeiramente recuperados os custos operacionais, a seguir os gastos exploratórios ainda não recuperados e, por fim, os gastos de desenvolvimento ainda não recuperados;
- o excedente em óleo que cabe à empresa estatal Petro-Sal é de 60%; os gastos exploratórios montaram a R\$ 120 milhões e os investimentos de desenvolvimento montaram a R\$ 255 milhões;
- foi encontrada reserva comercialmente viável com cerca de 23,5 milhões de barris de petróleo.

Ao longo dos períodos de apuração, a empresa privada Petróleo S.A. teve os gastos de exploração, de desenvolvimento e de produção constantes do Quadro 2.

Quadro 2 – Gastos de Exploração, Desenvolvimento e Produção e Preço do Barril

Período	Gastos de Exploração (US\$ mil)	Gastos de Desenvolvimento (US\$ mil)	Custos de Produção (US\$ mil)	Produção (mil barris)	Preço do Barril (US\$)
1	55.000				
2	65.000	70.000			
3		100.000			
4		85.000	11.500	3.500	50
5			14.000	4.600	52
6			15.500	5.000	58
7			12.300	3.760	55
8			9.000	3.046	56
9			8.100	2.439	53
10			7.200	1.223	57
	120.000	255.000	77.600	23.568	-

Fonte: Santos e Silva (2013), p. 82.

Conforme a Lei nº 12.351, de 2010, e as condições contratuais estabelecidas na licitação, em virtude da descoberta comercial a Petróleo S.A. adquiriu o direito a se apropriar, em quantidade de barris, do montante necessário a remunerar o pagamento dos royalties (correspondente a 15% da produção), a remunerar o custo em óleo (limitado a 55% da produção líquida dos royalties), bem como a se apropriar da quantidade do excedente em óleo prevista no contrato (equivalente a 40% da produção líquida dos royalties e do custo em óleo). O Quadro 3 apresenta, a partir da quantidade de barris produzida ano a ano constante do exemplo de Santos e Silva⁴⁰ informada na Coluna A, as quantidades máximas de barris de petróleo que poderão ser apropriadas pela empresa contratada para remunerar os royalties, o custo em óleo e o excedente em óleo.

Quadro 3 – Máximo de Barris de Petróleo Passíveis de Apropriação pelo Contratado

	A	B	C	D	E	F	G
Período	Produção (mil)	Royalties (mil)	Produção Líquida dos Royalties (mil)	Limite do Custo Óleo (mil)	Excedente em Óleo Petróleo S.A. (mil)	Excedente em Óleo Petro-Sal (mil)	Receita Bruta (B + D + E) (mil)
Ano 1							
Ano 2							
Ano 3							
Ano 4	3.500	525	2.975	1.636	536	803	2.697
Ano 5	4.600	690	3.910	2.151	704	1.056	3.544
Ano 6	5.000	750	4.250	2.338	765	1.148	3.853
Ano 7	3.760	564	3.196	1.758	575	863	2.897
Ano 8	3.046	457	2.589	1.424	466	699	2.347
Ano 9	2.439	366	2.073	1.140	373	560	1.879
Ano 10	1.223	183	1.040	572	187	281	942
Total	23.568	3.535	20.033	11.018	3.606	5.409	18.159

Elaboração: Autores.

⁴⁰ SANTOS, Odilanei Moraes dos; SILVA, Paula Danyelle Almeida da, op. cit., p. 83.

O limite contratual do custo em óleo, em milhares de dólares, obtido a partir da multiplicação do limite da quantidade de barris pelo preço do barril a cada período é o constante do Quadro 4.

Quadro 4 – Partilha Máxima da Produção (em milhares de dólares)

Período	A Produção (US\$ mil)	B Royalties (US\$ mil)	C Produção Líquida dos Royalties (US\$ mil)	D Limite do Custo Óleo (US\$ mil)	E Excedente em Óleo Petróleo S.A. (US\$ mil)	F Excedente em Óleo Petro-Sal (US\$ mil)	G Receita Bruta (B + D + E) (US\$ mil)
Ano 1							
Ano 2							
Ano 3							
Ano 4	175.000	26.250	148.750	81.813	26.775	40.163	134.838
Ano 5	239.200	35.880	203.320	111.826	36.598	54.896	184.304
Ano 6	290.000	43.500	246.500	135.575	44.370	66.555	223.445
Ano 7	206.800	31.020	175.780	96.679	31.640	47.461	159.339
Ano 8	170.576	25.586	144.990	79.744	26.098	39.147	131.429
Ano 9	129.267	19.390	109.877	60.432	19.778	29.667	99.600
Ano 10	69.711	10.457	59.254	32.590	10.666	15.999	53.712
Total	1.280.554	192.083	1.088.471	598.659	195.925	293.887	986.667

Elaboração: Autores.

É de se notar que, conforme o Quadro 2, a empresa contratada incorreu em US\$ mil 120.000 de gastos de exploração e US\$ mil 255.000 de gastos de desenvolvimento e US\$ 77.600 de gastos de produção, totalizando US\$ mil 452.600. Esse montante é inferior ao limite de 55% da produção líquida dos royalties passível de apropriação como custo em óleo informado na linha Total da Coluna D do Quadro 4.

O Quadro 5 demonstra o montante de custo em óleo efetivamente apropriado em cada período. Do ano 4 ao ano 7, a empresa se apropriou exatamente de 55% da produção líquida dos royalties, num total de US\$ mil 425.893. Nesses anos os gastos de produção montaram a US\$ mil 53.300 (Quadro 2). Os US\$ mil 372.593 restantes foram utilizados para, segundo a premissa colocada por Santos e Silva (2013), recuperar os gastos exploratórios de US\$ mil

120.000 (Quadro 2). O saldo remanescente de US\$ mil 252.593 foi utilizado para amortizar a maior parte dos gastos de desenvolvimento, que totalizavam US\$ mil 255.000 (Quadro 2). A parte desses gastos não recuperada até o ano 7, que totaliza US\$ mil 2.407, é recuperada no ano 8 juntamente com o custo de produção de US\$ mil 9.000 do próprio ano. A partir daí, nos anos 9 e 10, o custo em óleo corresponde exatamente ao custo de produção de cada ano (Quadro 2).

Quadro 5 – Montante Apropriável do Custo Óleo (em milhares de dólares)

	A	B	C	D	E	F	G
Período	Produção (US\$ mil)	Royalties (US\$ mil)	Produção Líquida dos Royalties (US\$ mil)	Custo Óleo (US\$ mil)	Excedente em Óleo Petróleo S.A. (US\$ mil)	Excedente em Óleo Petro-Sal (US\$ mil)	Receita Bruta (B + D + E) (US\$ mil)
Ano 1							
Ano 2							
Ano 3							
Ano 4	175.000	26.250	148.750	81.813	26.775	40.163	134.838
Ano 5	239.200	35.880	203.320	111.826	36.598	54.896	184.304
Ano 6	290.000	43.500	246.500	135.575	44.370	66.555	223.445
Ano 7	206.800	31.020	175.780	96.679	31.640	47.461	159.339
Ano 8	170.576	25.586	144.990	11.407	53.433	80.150	90.426
Ano 9	129.267	19.390	109.877	8.100	40.711	61.066	68.201
Ano 10	69.711	10.457	59.254	7.200	20.822	31.233	38.478
Total	1.280.554	192.083	1.088.471	452.600	254.349	381.523	899.031

Elaboração: Autores.

Conforme o Quadro 5, partindo da premissa de que todos os estoques são vendidos no próprio ano, a receita bruta de cada período de apuração corresponde à soma do volume da produção correspondente aos royalties devidos (B), do custo em óleo (D), e da parcela do excedente da produção em óleo contratualmente estabelecida (E). O Quadro 6 demonstra a amortização contábil dos gastos exploratórios e de desenvolvimento segundo o método das unidades produzidas.

Quadro 6 – Amortização dos Gastos pelo Método das Unidades Produzidas

	Produção (milhares de barris)	Gastos de Exploração (US\$ mil)	Gastos de Desenvolvimento (US\$ mil)	Total da Amortização (US\$ mil)
Ano 1				
Ano 2				
Ano 3				
Ano 4	3.500	17.821	37.869	55.690
Ano 5	4.600	23.422	49.771	73.192
Ano 6	5.000	25.458	54.099	79.557
Ano 7	3.760	19.145	40.682	59.827
Ano 8	3.046	15.509	32.957	48.466
Ano 9	2.439	12.419	26.389	38.808
Ano 10	1.223	6.227	13.233	19.460
Total	23.568	120.000	255.000	375.000

Fonte: Santos e Silva (2013, p. 83), com adaptações.

Feita a apuração da receita bruta contábil (Quadro 5) e do montante dos custos contábeis a serem amortizados a cada período (Quadro 6), apresenta-se o resultado do exercício nos dois cenários analisados (Quadros 7 e 8).

Quadro 7 – Demonstração do Resultado do Exercício antes da vigência da MP 795/2017

	Resultado do Exercício (milhares de US\$)										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Total
Receita Bruta				134.838	184.304	223.445	159.339	90.426	68.201	38.478	899.031
Royalties				(20.226)	(27.646)	(33.517)	(23.901)	(13.564)	(10.230)	(5.772)	(134.855)
Custo da Produção				(11.500)	(14.000)	(15.500)	(12.300)	(9.000)	(8.100)	(7.200)	(77.600)
Amortização dos Gastos de Exploração				(17.821)	(23.422)	(25.458)	(19.145)	(15.509)	(12.419)	(6.227)	(120.000)
Amortização dos Gastos de Desenvolvimento				(37.869)	(49.771)	(54.099)	(40.682)	(32.957)	(26.389)	(13.233)	(255.000)
Resultado Antes do IR				47.422	69.466	94.871	63.312	19.396	11.063	6.047	311.576
Imposto de Renda				(11.855)	(17.366)	(23.718)	(15.828)	(4.849)	(2.766)	(1.512)	(77.894)
CSLL				(4.268)	(6.252)	(8.538)	(5.698)	(1.746)	(996)	(544)	(28.042)
Lucro Líquido				31.298	45.847	62.615	41.786	12.802	7.301	3.991	205.640

Elaboração: Autores.

Quadro 8 – Demonstração do Resultado do Exercício após a vigência da MP 795/2017

	Resultado do Exercício (milhares de US\$)										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Total
Receita Bruta				134.838	184.304	223.445	159.339	90.426	68.201	38.478	899.031
Royalties				(20.226)	(27.646)	(33.517)	(23.901)	(13.564)	(10.230)	(5.772)	(134.855)
Custo da Produção				(11.500)	(14.000)	(15.500)	(12.300)	(9.000)	(8.100)	(7.200)	(77.600)
Amortização dos Gastos de Exploração				(17.821)	(23.422)	(25.458)	(19.145)	(15.509)	(12.419)	(6.227)	(120.000)
Amortização dos Gastos de Desenvolvimento				(37.869)	(49.771)	(54.099)	(40.682)	(32.957)	(26.389)	(13.233)	(255.000)
Resultado Antes do IR e da CSLL				47.422	69.466	94.871	63.312	19.396	11.063	6.047	311.576
Imposto de Renda				-	(3.535)	(30.525)	(21.549)	(11.876)	(8.727)	(4.464)	(80.676)
CSLL				-	(1.273)	(10.989)	(7.758)	(4.275)	(3.142)	(1.607)	(29.043)
Lucro Líquido				47.422	64.658	53.357	34.005	3.245	(806)	(24)	201.857
Apuração do Lucro Real e da Base de Cálculo da CSLL											
PARTE "A" DO LALUR											
Adições											
Reversão de Amortização de Gastos com Exploração				17.821	23.422	25.458	19.145	15.509	12.419	6.227	120.000
Reversão de Amortização de Gastos c/ Desenvolvimento (a)						54.099	40.682	32.957	26.389	13.233	167.360
Exclusões											
Amortização de Gastos com Exploração	(55.000)	(65.000)		-	-	-	-	-	-	-	
Amortização Acelerada de Gastos c/ Desenvolvimento (b)				(94.673)	(72.687)	-	-	-	-	-	(167.360)
Lucro Real / Base de Cálculo da CSLL antes de Compensações				(29.430)	20.200	174.428	123.138	67.862	49.871	25.507	
Compensação											
Prejuízo Fiscal / Base de Cálculo Negativa					(6.060)	(52.328)	(36.942)	(20.359)	(14.961)	(7.652)	(138.302)
Lucro Real / Base de Cálculo da CSLL	(55.000)	(65.000)	-	(29.430)	14.140	122.100	86.197	47.504	34.909	17.855	173.275
Imposto de Renda					(3.535)	(30.525)	(21.549)	(11.876)	(8.727)	(4.464)	(80.676)
CSLL					(1.273)	(10.989)	(7.758)	(4.275)	(3.142)	(1.607)	(29.043)
PARTE "B" DO LALUR											
Amortização Acelerada Gastos c/ Desenvolvimento				(94.673)	(167.360)	(113.261)	(72.579)	(39.622)	(13.233)	-	-
Gastos com Exploração	(55.000)	(120.000)	(120.000)	(102.179)	(78.758)	(53.299)	(34.155)	(18.646)	(6.227)	-	-
Prejuízo Fiscal / Base de Cálculo Negativa	(55.000)	(120.000)	(120.000)	(149.430)	(143.370)	(91.042)	(54.100)	(33.741)	(18.780)	(11.128)	(11.128)

(a) Nos anos 6 a 10 é revertida a amortização acelerada dos gastos com desenvolvimento que foi objeto de dedução nos anos 4 e 5.

(b) No ano 5 o saldo de US\$ 72.687 é o que falta para se atingir o total dos gastos com desenvolvimento de US\$ 255.000, tendo em vista que nos anos 4 e 5 foram deduzidas as amortizações contábeis de US\$ 37.869 e US\$ 49.771, respectivamente, bem como a amortização acelerada no ano 4 de US\$ 94.673.

Elaboração: Autores.

Para fins de comparação, os Quadros 9 e 10 apresentam os montantes de IRPJ que seriam arrecadados nos dois cenários. Eles demonstram que a arrecadação tributária cresceu no cenário existente após a introdução do art. 1º da Medida Provisória nº 795, de 2017, no ordenamento jurídico. Isso ocorreu porque, neste cenário, a Petróleo S.A., empresa hipotética de capital integralmente privado, permaneceu ao final do período de exploração da área com um prejuízo fiscal e com uma base de cálculo negativa da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido que não foi possível compensar, pela inexistência de outras receitas, no importe de US\$ mil 11.128.

Quadro 9 – IRPJ devido antes e após a vigência da MP 795/2017

	IRPJ antes da MP 795/17	IRPJ após a MP 795/17
Ano 1	-	-
Ano 2	-	-
Ano 3	-	-
Ano 4	11.855	-
Ano 5	17.366	3.535
Ano 6	23.718	30.525
Ano 7	15.828	21.549
Ano 8	4.849	11.876
Ano 9	2.766	8.727
Ano 10	1.512	4.464
Total	77.894	80.676

Elaboração: Autores.

Caso esses prejuízos fiscais tivessem sido compensados no período analisado, o total de IRPJ arrecadado de US\$ mil 80.676 (Quadro 8) seria reduzido exatamente para o montante de US\$ mil 77.894 (Quadro 7) devido antes da modificação legislativa. Da mesma forma, caso não tivesse sido gerada a base de cálculo negativa da CSLL, o montante de CSLL arrecadado após a Medida Provisória seria reduzido de US\$ mil 29.043 (Quadro 8) para US\$ mil 28.042 (Quadro 7).

Quadro 10 – IRPJ devido antes e após a vigência da MP 795/2017

	CSLL antes da MP 795/17	CSLL após a MP 795/17
Ano 1	-	-
Ano 2	-	-
Ano 3	-	-
Ano 4	4.268	
Ano 5	6.252	1.273
Ano 6	8.538	10.989
Ano 7	5.698	7.758
Ano 8	1.746	4.275
Ano 9	996	3.142
Ano 10	544	1.607
Total	28.042	29.043

Elaboração: Autores.

Deve ser observado que esse aparente aumento na carga tributária após a edição da Medida Provisória dificilmente se concretizará na prática, uma vez que as empresas atuando no setor de petróleo e gás muito provavelmente compensarão esse resultado negativo com lucros provenientes do desempenho de outras atividades econômicas.

A análise do impacto na arrecadação do IRPJ e da CSLL constante dos Quadros 9 e 10 deixa claro que a principal diferença entre o cenário existente antes da Medida Provisória e aquele surgido depois dela é o de que a mesma permite o diferimento da arrecadação dos anos iniciais para os demais anos do período de apuração. Esse efeito é decorrente da possibilidade de dedução imediata das importâncias aplicadas nas atividades de exploração e produção de jazidas de petróleo e de gás natural, bem como da possibilidade de amortização acelerada dos gastos com desenvolvimento registrados no ativo até 2022, quando o tratamento contábil recomendado seria o registro em conta de ativo e a baixa ao longo dos anos em que serão produzidos os resultados decorrente desses gastos⁴¹, ou sua baixa, com observância do método dos esforços bem-sucedidos ou do método do custo total.

7. CONCLUSÕES

Na introdução ao presente trabalho, foram feitas duas indagações: qual é a base de cálculo do Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) no caso de pessoas jurídicas atuando no setor de petróleo e gás? Quais os efeitos do art. 1º da Medida Provisória nº 795, de 17 de agosto de 2017, convertida na Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, na apuração da base de cálculo do Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas

⁴¹ IUDÍCIBUS et al., op. cit., p. 318.

(IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) no caso de pessoas jurídicas atuando no setor de petróleo e gás?

Analizando as normas contábeis do direito positivo brasileiro, bem como as orientações de organismos internacionais, observou-se que a base de cálculo do IRPJ e da CSLL no caso do setor de exploração de petróleo e gás natural, inclusive no regime de partilha de produção, é o lucro líquido do período ajustado conforme as disposições da legislação tributária e não a parcela do excedente em óleo que fica com a empresa desempenhando atividade econômica no setor de petróleo e gás.

Partindo-se dessa resposta, é possível responder à segunda das indagações. Conclui-se que o art. 1º da Medida Provisória nº 795, de 17 de agosto de 2017, não dá ensejo a dupla dedução do denominado custo em óleo na apuração do IRPJ e da CSLL. Isso porque a base de cálculo desses tributos antes de tal norma era o lucro líquido contábil e não o denominado excedente em óleo previsto na legislação específica do setor, conceito esse que, ademais, não teria o condão de alterar os registros contábeis, que seguem padrões internacionais, de modo que seria, quando muito, objeto de registros auxiliares para efeito de observância de cumprimento das condições contratuais assumidas no processo licitatório de partilha de produção.

Como se viu tanto na literatura quanto nas normas contábeis aceitas pela comunidade internacional, o setor de petróleo e gás natural demanda uma regulamentação tributária específica segundo o qual os critérios de incidência tributária observem a dinâmica de produção, o que não corresponde, necessariamente à redução de carga tributária.

A partir da análise do cenário anterior à introdução da Medida Provisória nº 795, de 2017, no ordenamento jurídico com aquele existente antes dela, observou-se que o efeito de tal norma na arrecadação do IRPJ e da CSLL foi

apenas e tão somente o diferimento da tributação dos períodos de apuração iniciais para os demais. Outro efeito, esse considerado meramente circunstancial em virtude do desenho do exemplo de Santos e Silva foi o de que a arrecadação dos dois tributos se elevou no novo cenário previsto pela Medida Provisória tendo em vista a geração de prejuízos fiscais que não puderam ser compensados nos períodos de apuração objeto da análise.

Na inexistência destes prejuízos fiscais não recuperados, é de se esperar que haja diferimento da tributação dos anos iniciais para os demais anos, sem modificação no volume de IRPJ e CSLL arrecadado nos dois cenários. Além disso, a diferença entre o cenário existente antes da Medida Provisória e o surgido depois dela se deve, em grande parte, à introdução de amortização acelerada na legislação para os gastos com desenvolvimento de áreas do que em função da regra prevista no art. 1º, caput, da mesma.

Noutros termos, é possível ver que o regime especial ora analisado implicou uma modificação meramente de critérios temporais de incidência tributária, mas não de critérios materiais ou quantitativos. É dizer: o art. 1º da Medida Provisória nº 795, de 2017, modificou o regulamento temporal do aproveitamento de despesas de forma específica para o setor de petróleo e gás natural. O dispositivo não alterou conceitos tributários ou contábeis, notadamente os de "receita", "despesa" ou "lucro". Com efeito, o impacto orçamentário estimado nos trabalhos de Lima e Santos decorre de uma leitura do art. 1º da Medida Provisória nº 795, de 2017, que não se coaduna com o direito tributário vigente, tampouco com as normas contábeis aplicáveis à espécie.

6. REFERÊNCIAS

ALENCAR, Fábio Gilberti. **A Descoberta de uma jazida mineral**: Uma Abordagem de Gestão Econômica. VI Congresso Brasileiro de Custos. 29 de junho a 2 de julho de 1999. São Paulo - Brasil.

ANGELO, Claudio. **"Não sou nenhum irresponsável", diz autor da conta do trilhão**: Consultor da Câmara crucificado por estudo sobre renúncia fiscal da MP 795 defende seus números: "Até agora ninguém me convenceu de que estou errado". [S.l.]: Observatório do Clima, 2017. Disponível em: <http://www.observatoriodoclima.eco.br/nao-sou-nenhum-irresponsavel-diz-autor-da-counta-trilhao/> Acesso em 8 jan 2018.

BIERMAN Jr., H.; DUKES, R. E.; DYCKMAN, T. R. 1974. Financial accounting in the petroleum industry. **Journal of Accountancy**, 138(1):58-64.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). **Os regimes de concessão e de partilha**. ANP: Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/entenda-as-rodadas/os-regimes-de-concessao-e-de-partilha> Acesso em 9 set 2018.

BRASIL. Assessoria Especial do Gabinete do Ministro da Fazenda; Secretaria da Receita Federal do Brasil. **Nota técnica sobre os efeitos da Medida Provisória nº 795 que trata da tributação da exploração de petróleo e gás**: MP integra conjunto de medidas para aumentar a competição nos leilões para exploração de reservas. Disponível em: http://www.fazenda.gov.br/centrais-de-conteudos/notas-tecnicas/2017/2017-11-24_notatenica_mf-rfb_mp-795.pdf Acesso em 8 jan 2018.

CORTESE, Corine L.; IRVINE, Helen J.; KAIDONIS, Mary A. **Powerful players**: how constituents captured the setting of IFRS 6, an accounting standard for the extractive industries. *Accounting Forum* 34, 2010, p. 76-88.

CORTESE, Corine; IRVINE, Helen. **Investigating international accounting standard setting**: the black box of IFRS 6. *Research in accounting regulation*, 22, 2010, p. 87-95.

FREIRE, Vinícius Torre. **Temer deu R\$ 1 trilhão a petroleiras?** Folha de São Paulo, São Paulo, 14 de dezembro de 2017. Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/colunas/viniciustorres/2017/12/1943213-temer-deu-r-1-trilhao-a-petroleiras.shtml> Acesso em 8 jan 2018.

GOMES, Carlos Jacques Vieira. **O Marco Regulatório da Prospeção de Petróleo no Brasil : o regime de concessão e o contrato de partilha de produção**. Senado Federal: Brasília, 2009. Disponível em: https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td-55-o-marco-regulatorio-da-prospeccao-de-petroleo-no-brasil-o-regime-de-concessao-e-o-contrato-de-partilha-de-producao/at_download/file Acesso em 8 jan 2019.

IUDÍCIBUS, Sérgio de *et al.* **Manual de Contabilidade Societária**: aplicável a todas as sociedades de acordo com as normas internacionais e do CPC. 2 ed. São Paulo: Atlas, 2013.

LIMA, Paulo César Ribeiro. **Análise da Medida Provisória nº 795, de 2017**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2017. Disponível em: https://jornalggn.com.br/sites/default/files/documentos/nota_tecnica_mp_795.pdf Acesso em 8 jan 2018.

LIMA, Paulo César Ribeiro. **Carta aberta de Paulo César Ribeiro Lima (Consultor Legislativo da Câmara dos Deputados) em resposta ao texto publicado no Jornal Folha de S. Paulo, em 14 de dezembro de 2017, na coluna do jornalista Vinícius Torres Freire**. [S.l.], 2017. Disponível a partir de: <http://www.inesc.org.br/biblioteca/publicacoes/outras-publicacoes/mp-do-trilhao-carta-aberta-de-paulo-cesar-ribeiro-lima-a-folha-de-s.paulo/view> Acesso em 8 jan 2018.

RODRIGUES, Adriano; SILVA, Carlos Eduardo. **Contabilidade de petróleo e gás: USGAAP, IFRS e Caso Petrobras**. São Paulo: Cengage Learning, 2012.

SANTOS, Luiz Aberto dos. **A Medida Provisória nº 795: um benefício trilionário para o setor de petróleo e gás**. [S.l.], 2017. Brasília: Congresso em Foco, 2017. Disponível em: <http://congressoemfoco.uol.com.br/noticias/outros-destaques/medida-provisoria-795-um-beneficio-trilionario-para-o-setor-de-petroleo-e-gas/> Acesso em 8 jan 2018.

SANTOS, Odilanei Moraes dos; SILVA, Paula Danyelle Almeida da; SANCOVSCHI, Moacir. Contabilidade de Empresas Petrolíferas: O Custo de Abandono. In: **Revista de Administração e Contabilidade da Unisinos**. Vol. 3, n. 1, jan-abr 2006, p. 5-14.

SANTOS, Odilanei Moraes dos; SILVA, Paula Danyelle Almeida da. **A contabilidade na era do pré-Sal**. In: Revista Brasileira de Contabilidade. Ano XLII, n. 203, set-out 2013, p. 73 a 86.

SILVA, Carlos Eduardo Vieira da; MARQUES, José Augusto Veiga da Costa. **Oil & gas accounting**: o estudo de caso de uma empresa de petróleo. In: Encontro Nacional da Associação Nacional de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração (Anpad), 28, 2004, Curitiba. Anais... Curitiba: Anpad, 2004. Disponível em: <http://www.anpad.org.br/admin/pdf/enanpad2004-ccg-0238.pdf>: Acesso em 23 jan 2018.

SOUSA, Francisco José Rocha de; MATTOS, César Costa Alves de. **Avaliação do estudo "Análise Técnica da Medida Provisória 795, de 2017"**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2017. Disponível em: http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/34799/avaliacao_estudo_souza_mattos.pdf?sequence=1 Acesso em 8 jan 2018.

STICKNEY, Clyde P. et al. **Financial accounting**: an introduction to concepts, methods and uses. 13 ed. Mason: South Western; Cengage Learning, 2010.

WRIGHT, Charlotte J.; GALLUN, Rebecca A. **International Petroleum Accounting**. Tulsa: PennWell, 2005.