



MINISTÉRIO DA FAZENDA
Conselho Administrativo de Recursos Fiscais



PROCESSO	16682.722187/2016-80
ACÓRDÃO	3402-012.257 – 3ª SEÇÃO/4ª CÂMARA/2ª TURMA ORDINÁRIA
SESSÃO DE	18 de setembro de 2024
RECURSO	VOLUNTÁRIO
RECORRENTE	DOMMO ENERGIA S.A. EM RECUPERAÇÃO JUDICIAL
INTERESSADO	FAZENDA NACIONAL

Assunto: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - Cofins

Exercício: 2014

CRÉDITOS DE DEPRECIAÇÃO DOS BENS DO ATIVO IMOBILIZADO. APURAÇÃO APÓS BAIXA. POSSIBILIDADE. SOLUÇÃO DE CONSULTA 172/2012.

Tendo em vista o lapso temporal de validade e legitimidade de entendimento fincado em Solução de Consulta pela Receita Federal, e, considerando que o período debatido está abarcado, será aplicado respectivo entendimento, que no caso, permite o aproveitamento de créditos relativos à depreciação dos bens do ativo imobilizado, apurados após sua baixa na contabilidade.

ACÓRDÃO

Vistos, relatados e discutidos os presentes autos.

Acordam os membros do colegiado, por maioria de votos, em dar provimento ao Recurso Voluntário para afastar as glosas sobre os créditos relativos à depreciação de bens do ativo imobilizado após a baixa, vencido o conselheiro Arnaldo Diefenthaeler Dornelles, que negava provimento. O conselheiro Jorge Luís Cabral acompanhou a relatora pelas conclusões. O conselheiro Jorge Luís Cabral manifestou a intenção de apresentar declaração de voto.

(documento assinado digitalmente)

Jorge Luis Cabral - Presidente

(documento assinado digitalmente)

Mariel Orsi Gameiro - Relatora

Participaram do presente julgamento os Conselheiros: Arnaldo Diefenthaeler Dornelles, Mariel Orsi Gameiro, Cynthia Elena de Campos, Jorge Luis Cabral (Presidente). Ausente(s) o conselheiro(a) Anna Dolores Barros de Oliveira Sa Malta.

RELATÓRIO

Por bem demonstrar o direito e fatos aqui discutidos, adoto relatório constante à decisão de primeira instância:

Trata o presente processo de direito creditório relativo a Ressarcimento de Cofins Não Cumulativo do 1º Trimestre de 2016, no valor de R\$ 42.868.470,74. A Delegacia Especial da Receita Federal do Brasil de Maiores Contribuintes no Rio de Janeiro – Demac/RJO elaborou o Despacho Decisório de fls.708/729, no qual decidiu pela procedência parcial do valor pleiteado. O Auditor-fiscal da Receita Federal do Brasil glosou valores de depreciação, fundamentando na impossibilidade de apuração de créditos sobre bens do imobilizado após a baixa: 26. A apuração de créditos sobre encargos de depreciação de bens incorporados ao ativo imobilizado após a sua baixa é vedada pela legislação conforme demonstrado na Solução de Consulta da Coordenação Geral de Tributação da Receita Federal do Brasil nº 99.081, de 22 de junho de 2017, que reproduzimos integralmente a seguir: (...)

No documento a que se reporta a Autoridade Fiscal consta: (...) foi exarada a Solução de Divergência Cosit nº 6, de 13 de junho de 2016, publicada no Diário Oficial da União (DOU) de 29/06/2016, (...) que nos termos do art. 9º da Instrução Normativa RFB nº 1.396, de 16 de setembro de 2013, tem efeito vinculante no âmbito da RFB em relação à interpretação a ser dada à matéria (...) Por fim, consta na conclusão no referido Despacho Decisório o reconhecimento parcial do direito creditório e, também, que a empresa teve 50% (cinquenta por cento) do valor pleiteado em ressarcimento pago por antecipação, não homologando as DComp apresentadas e ainda: Determinar a exigência da devolução dos valores indevidamente antecipados, como demonstrado abaixo, através do procedimento de cobrança previsto no inciso II do parágrafo primeiro do artigo 8º da IN RFB nº1.060/2010. Desta cobrança cabe a apresentação de Recurso Hierárquico sem efeito suspensivo nos termos dos artigos 56 a 65 da lei 9.784, de 29 de janeiro de 1999:

Caso a empresa não recolha a totalidade dos valores indevidamente antecipados e cobrados em conformidade com o item anterior, os valores não recolhidos no prazo de 30 (trinta) dias a contar da ciência desta decisão, deverão ser remetidos à Procuradoria Geral da Fazenda Nacional para inscrição em Dívida Ativa da União e cobrança judicial, conforme determina o artigo 8º, parágrafo terceiro da IN RFB nº 1.060/2010. Cientificada do Despacho Decisório e inconformada, a contribuinte

apresentou a Manifestação de Inconformidade, de fls. 756/780. Em sede de preliminar, a Interessada alega: III - DA PRELIMINAR DE NULIDADE - DO DESCABIMENTO DA AUTO EXECUTORIEDADE DO VALOR CREDITÓRIO ANTECIPADO - INEXISTÊNCIA DE RESPALDO LEGAL Com a vinda do Despacho Decisório que homologou parcialmente o crédito vindicado, foi também determinada a devolução pela REQUERENTE, no prazo de 30 (trinta) dias, daqueles valores antecipados pela Secretaria da Receita Federal, sujeitando a decisão à auto executoriedade, e apenas possibilitando a insurgência pela via de Recurso Hierárquico, nos termos dos artigos 56 a 65 da Lei nº 9.784/1999. (...) Ocorre, entretanto, que tal ordem merece cautela, uma vez que o r. Despacho Decisório é nulo, de forma que não deve ser determinada a devolução daquele valor com base nessa decisão, haja vista que: -o despacho contém fundamentação alienígena, que aparentemente se refere a um processo de consulta de outro contribuinte; e, -inexiste base legal para a determinação imediata da devolução conforme efetuado pela D. Autoridade Fiscal, de modo que a auto executoriedade, que mais se assemelha a um lançamento de ofício (art. 142, do CTN), sem o devido contencioso administrativo tributário no rito estabelecido pelo Decreto nº 70.235/72, é nula e viola expressamente o direito de defesa do contribuinte. A Interessada informa que apresentou o recurso hierárquico e continua: Quanto ao motivo (ii) da nulidade indicado acima, cumpre destacar que a D. Autoridade Fiscal em nenhum momento indicou a base legal desse procedimento e sequer justificou essa determinação com base em fundamentos legais e/ou jurídicos, o que não se pode admitir e deve ser devidamente reconsiderado pela D. Autoridade Chefe do órgão prolator ou reformado pela D. Autoridade Fiscal Superior. Mesmo que assim não se entenda, tampouco no mérito é possível a imediata cobrança dos valores consubstanciados pela auto executoriedade, pois a presente preliminar de nulidade do despacho decisório deve ser definitivamente julgada em sede administrativa antes da executoriedade da determinação contida no despacho. Com isso, o processo de cobrança nº 16682.720.468/2018-60, gerado a partir do despacho decisório para auto executar o valor recebido antecipadamente, deve se manter com a exigibilidade suspensa até a decisão administrativa final acerca desta preliminar de nulidade, o que está em perfeita consonância com o entendimento da D. Secretaria da Receita Federal do Brasil manifestada em atos oficiais análogos, bem como o recente precedente em caso semelhante da DD. Delegacia da Receita Federal em Marília/SP, cuja situação se enquadra inclusive na previsão de suspensão da exigibilidade contida no artigo 151, inciso III, do Código Tributário Nacional. Além disso, existe perigo iminente para justificar a concessão do efeito suspensivo ao referido Recurso Hierárquico, que reside no risco iminente da REQUERENTE ter inscrita contra si um débito em dívida ativa pela Fazenda Nacional e ser dado andamento ao processo judicial de cobrança, com a inclusão do débito no CADIN e demais atos de cobrança inerentes ao Fisco Nacional, pois acabou de sair de recuperação judicial e ainda está recuperando sua saúde financeira. (...) Ademais, tem-se que a auto executoriedade prevista no Despacho Decisório resultou em

uma decisão arbitrária e sem a concessão do efetivo direito de defesa em prol da REQUERENTE, em nítida violação ao art. 2º da Lei nº 9.784/99 e ao próprio Decreto nº 70.235/79, que garantem o contraditório pleno, é dizer, com o efetivo efeito suspensivo. (...) Vale destacar que a autoridade administrativa, nos termos do artigo 37 da Constituição Federal, apenas pode determinar aquilo que houver previsão em lei, ou, em sua esfera de atuação, embasar seu entendimento com base em fundamentos legais que amparem suas conclusões em decisões administrativas. Não há indicação da previsão legal utilizada pela D. Autoridade Fiscal na Lei nº 9.784/1999 (Processo Administrativo Federal); no Decreto nº 70.235/72 (PAF Federal); IN RFB nº 1.060/2010 (Procedimento especial de ressarcimento de PIS/COFINS); e tampouco na Portaria MF nº 348/2010 (Procedimento especial de ressarcimento de PIS/COFINS). É dizer, há evidente nulidade nessa determinação do Despacho Decisório, devendo ser lavrada nova decisão pela autoridade competente, tendo em vista que o contribuinte está sendo efetivamente prejudicado pela impossibilidade de recorrer da decisão pela via do processo administrativo tributário com base na Lei nº 9.784/99 e no Decreto nº 70.235/72, isso através de decisão administrativa imotivada, que não apresenta um único fundamento legal para tanto. (...) Além de todo o exposto, tem-se ainda que se considerar que a preliminar de nulidade contida nesta Manifestação de Inconformidade possui o condão de suspender a exigibilidade desse débito, o que está em perfeita consonância com entendimentos análogos já expedidos por esta D. Secretaria da Receita Federal do Brasil, e recente julgamento de outra Delegacia da RFB. Após as arguições preliminares, a Contribuinte faz sua alegações quanto às glosas, confira-se: IV- DO DIREITO: IV.A - DA MATERIALIDADE E HIGIDEZ DO DIREITO CREDITÓRIO GLOSADO, RECONHECIDAS PELO DESPACHO DECISÓRIA APÓS A ANÁLISE DE QUE PREENCHIA TODOS OS REQUISITOS PARA QUE TAMBÉM FOSSE RECONHECIDO A Interessada explica que o crédito não foi totalmente reconhecido à vista das glosas realizadas. IV.B - DA GLOSA DOS CRÉDITOS DE "PIS/COFINS" EM RAZÃO DA DEPRECIAÇÃO DE BENS DO ATIVO IMOBILIZADO APÓS A SUA BAIXA O único argumento para a glosa do direito creditório é que a REQUERENTE teria apurado créditos sobre encargos de depreciação de bens incorporados ao ativo imobilizado após a baixa desses bens - no caso em tela, bens baixados por obsolescência, mas cuja formação se fez essencial e necessária para a constituição do conjunto de fonte de produção de receitas da REQUERENTE. (...) Para embasar a impossibilidade de apuração de créditos após a baixa dos bens do ativo imobilizado, a D. Autoridade Fiscal se limitou a colacionar a íntegra da Solução de Consulta da Coordenação Geral de Tributação da Receita Federal do Brasil nº 99.081, de 22 de junho de 2017. A Interessada alega que o teor da Solução de Consulta não lhe seria aplicável: A um porque não foram consideradas as especificidades do setor de petróleo e gás. A dois, porque tampouco levam em consideração as razões que ensejaram a baixa do ativo pela REQUERENTE, considerando que no caso concreto os créditos são relacionados à depreciação dos ativos, e não decorrentes da sua aquisição. A três porque o aproveitamento dos créditos de "PIS/COFINS" pela REQUERENTE não se

dá na proporção de 1/48 meses. IV.B.1 - A POSSIBILIDADE DE APURAÇÃO DE CRÉDITOS DE "PIS/COFINS" EM RAZÃO DA DEPRECIAÇÃO DE BENS DO ATIVO IMOBILIZADO ESPECIFICIDADE DA ATIVIDADE DA REQUERENTE - ATUAÇÃO NO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS AUSÊNCIA DE VEDAÇÃO LEGAL Para a correta análise da apuração dos créditos de "PIS/COFINS", em razão da depreciação dos bens do ativo imobilizado, mesmo após a baixa, insta destacar inicialmente as especificidades das pessoas jurídicas atuantes no setor de petróleo e gás natural. Segundo a Lei nº 9.478/98, mais conhecida como "Lei do Petróleo", a indústria do petróleo é constituída pelas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte e importação/exportação de petróleo, gás natural e seus derivados. Constata-se, de plano, que sob a designação "indústria do petróleo" estão compreendidos dois grandes grupos de atividades, em linhas gerais. De um lado, as atividades que se ocupam de descobrir e explorar petróleo (e gás natural) do subsolo para comercializá-lo - upstream -, e de outro, aquelas que se dirigem ao processamento do petróleo (e gás natural) para comercializar os seus derivados - downstream. O upstream - grupo em que atua a REQUERENTE - é assim dividido em duas fases: a fase de exploração, que compreende o conjunto de ações destinadas a avaliar as áreas com algum potencial produtivo de petróleo e/ou gás natural (identificação de jazidas com viabilidade comercial); e a fase de produção, que é composta pelas etapas de desenvolvimento e de produção efetiva. Nesse aspecto, enfatiza-se que, na atividade de upstream, as fases de exploração e produção - essa última contemplando ainda a etapa de desenvolvimento - estão intrinsecamente interligadas, isto porque o atingimento da fase de produção pela pessoa jurídica investidora demandará sempre que se tenha perpassado por toda a fase de exploração e os preparativos que a antecedem (pesquisas preliminares, por exemplo). A despeito da segregação em fases tal como posta pela "Lei do Petróleo" no caso da atividade de upstream, fato inegável é que em qualquer lugar do mundo se reconhece que o conjunto de ações empresariais voltado para a exploração de petróleo e gás natural reclama a alocação de investimento de elevadíssimo valor, sendo que grande parte dos recursos empreendidos pela pessoa jurídica acaba sendo consumida antes mesmo de qualquer descoberta comercial de petróleo e/ou gás natural (pesquisas, infraestrutura, tecnologia etc.). Um outro traço bastante comum em escala global quando se trata do upstream é a elevada probabilidade de não se encontrar descoberta comercialmente viável ao final de uma campanha exploratória (risco e incerteza quanto ao resultado) e, muitas vezes, a necessidade de se realizar diversas incursões e dispendir um longo curso de tempo desde o primeiro gasto até o início efetivo da produção que gerará rendimento para pessoa jurídica investidora. (...) Assim, os agentes que atuam nesse mercado optam por um dos regimes contábeis internacionalmente reconhecidos pela indústria para registrar os dispêndios incorridos nas fases de exploração e produção, quais sejam: successful efforts ou full cost, uma vez que tais métodos são aqueles majoritariamente aceitos pela prática internacional para registro das operações praticadas pelas empresas que atuam nesse setor

específico. No caso do método *successful efforts* (conhecido também como "método dos esforços bem-sucedidos"), adotado pela REQUERENTE, considera-se apenas gastos incorridos com esforços que resultem diretamente em descobertas e reservas provadas como ativo da pessoa jurídica. (...) No caso ora em discussão, os gastos realizados pela REQUERENTE nas fases de exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural (pesquisa prévia de áreas, exploração e perfuração dos poços, por exemplo) foram capitalizados e posteriormente baixados à resultado.. (...) Com isso, em razão da adoção do denominado método *successful efforts*, quando verificou-se que tais ativos se tornaram obsoletos, estes imediatamente foram escriturados no "SPED - ECF" da REQUERENTE (Doc. nº 04), referente ao período ora em discussão, conforme exemplo circulado na cor vermelha: (...) Insta destacar, nessa linha, que a REQUERENTE não apurou os créditos a título de "PIS/COFINS" após a baixa, como entendido pela D. Autoridade Fiscal. O que ocorreu foi que a apuração dos créditos foi simultânea à própria baixa, uma vez que neste momento que se verificou a depreciação direta e integral dos ativos, tendo, portanto, apurado os créditos nos exatos termos do que dispõem as Leis nºs 10.637/02 e 10.833/03. (...) Assim, aplicando-se as regras de depreciação (*Depreciation, depletion and amortization - DD&A*), internacionalmente aceitas sobre a totalidade dos gastos incorridos na consecução das atividades da ora REQUERENTE, os créditos de "PIS/COFINS" devem ser reconhecidos com base na supracitada legislação de regência. Desse modo, tendo em vista as especificidades das operações da REQUERENTE, a depreciação só foi confirmada com a despesa efetiva (baixa dos bens do ativo imobilizado), razão pela qual a apuração dos créditos de "PIS/COFINS" só ocorreu nesse momento. Ora, a perda de valor decorrente da baixa assemelha-se à uma depreciação direta e integral dos bens, anteriormente registrados no ativo imobilizado e posteriormente baixados, razão pela qual a perda de valor do ativo manifestou-se por meio da baixa contábil realizada, momento no qual foi verificada a depreciação dos ativos. Nessa toada, não há que se falar, considerando-se as especificidades do setor de petróleo e gás natural, em impossibilidade de apuração de créditos sobre bens do ativo imobilizado após a baixa, uma vez que é nesse momento que a depreciação dos bens foi confirmada.

Nessa linha de idéias, a referida Solução de Consulta mencionada no despacho decisório não possui serventia prática ao caso concreto porque, como visto, não foram consideradas as especificidades do setor de petróleo e gás e do próprio caso em discussão, que nada se assemelham às "hipóteses de alienação do bem, perda, deterioração, furto, roubo, entre outras" situações do cotidiano habitual de empresas que não atuam no setor de óleo e gás. (...) Ademais, já entrando no plano meramente jurídico, impende-se destacar que caso o legislador ordinário desejasse restringir o direito ao uso do crédito, o teria feito, não havendo na legislação qualquer vedação nos casos de baixa por obsolescência. Fato é que não há dispositivo legal impedindo a utilização dos créditos no caso de posterior obsolescência. (...) Um bem, que atenda aos critérios de aproveitamento do crédito, posteriormente alienado ou baixado, serviu às atividades de geração de

receitas do seu proprietário. Receitas essas que foram devidamente tributadas por essas mesmas contribuições no futuro, em especial no caso do setor de óleo e gás, considerando que campos e poços de petróleo (ativos) que eventualmente foram baixados por obsolescência, naturalmente foram uma fase prévia e necessária para localização de poços plenamente viáveis e produtivos, que ensejaram a receita a ser tributada pelo PIS e COFINS. Na baixa por alienação, obsolescência ou perecimento significa que o tal bem exauriu sua condição de utilização econômica eficiente para a atividade empresarial. Na realidade, nas circunstâncias em que a baixa ocorre por obsolescência ou perecimento, o que se tem, de fato, é que o período de depreciação ou amortização utilizado pelo contribuinte foi equivocado, isto é, maior do que deveria ser, contudo, o saldo residual do ativo baixado é parte dos custos resultantes da atividade empresarial. Por essas razões, impedir que o crédito remanescente seja aproveitado implica em injustiça fiscal e enriquecimento sem causa do erário. (...) IV.B.2 - DA MUDANÇA DO CRITÉRIO JURÍDICO ADOTADO PELA RFB - VEDAÇÃO DO ART. 146 DO CTN - SOLUÇÃO DE CONSULTA DISIT Nº 172/2012 ALTERADA PELA SOLUÇÃO DE CONSULTA COSIT Nº 99.081/2017 - FATOS GERADORES OCORRIDOS EM 2016

Insta destacar que a aplicação do entendimento firmado na referida Solução de Consulta nº 99.081, de 22 de junho de 2017 já foi rechaçado nos autos do Mandado de Segurança nº 0215025-07.2017.4.02.5101, assegurando o direito do contribuinte ao aproveitamento dos créditos dos bens já integralizados ao seu ativo imobilizado, até 31 de julho de 2017 - um dia antes da Solução COSIT nº 99.081/2017 entrar em vigor. Veja-se: (...) De acordo com o magistrado nos autos do Mandado de Segurança nº 021502507.2017.4.02.5101, a Solução COSIT nº 99.081/2017 modificou o posicionamento anterior formalizado por meio da Solução de Consulta nº 172/2012, ocasião na qual demonstrou-se o entendimento acerca da possibilidade de apuração de créditos de "PIS/COFINS" sobre depreciação de ativo imobilizado mesmo após a alienação/baixa dos bens. (...) Nessa toada, a D. Autoridade Fiscal aplicou o entendimento recente da Receita Federal do Brasil - ano de 2017 por meio da Solução COSIT nº 99.081/2017, vinculando à ora REQUERENTE com relação a créditos tomados no ano de 2014, ou seja, anteriores à própria vigência da sobredita Solução de Consulta. (...) Encampar o entendimento para o ano de 2016 (período em que foram apurados os créditos pela REQUERENTE) a partir da aplicação de Solução de Consulta publicada no ano de 2017 e que modificou entendimento que vinha prevalecendo desde o ano de 2012, significa malferir o art. 146 do CTN, que veda a aplicação retroativa (a fatos geradores passados) de entendimento que encampa mudança do critério jurídico que até então vinha prevalecendo. Código Tributário Nacional "Art. 146. A modificação introduzida, de ofício ou em consequência de decisão administrativa ou judicial, nos critérios jurídicos adotados pela autoridade administrativa no exercício do lançamento somente pode ser efetivada, em relação a um mesmo sujeito passivo, quanto a fato gerador ocorrido posteriormente à sua introdução." Dessa forma, fato é que a depreciação e baixa dos ativos foi realizada pela REQUERENTE com base nos princípios e regras

contábeis vigentes à época dos lançamentos, quando estava em vigor a Solução de Consulta nº 172/2012, que permitia o aproveitamento de créditos de "PIS/COFINS" sobre depreciação de ativo imobilizado ainda que baixados. Por fim, a Interessada pede que o Despacho Decisório seja anulado, os créditos sejam concedidos e as DComp homologadas.

A 11ª Turma da DRJ/POR, em 31 de outubro de 2019, mediante Acórdão nº 14-99.714, julgou parcialmente procedente a manifestação de inconformidade, sob os termos da seguinte ementa:

ASSUNTO: CONTRIBUIÇÃO PARA O FINANCIAMENTO DA SEGURIDADE SOCIAL - COFINS Período de apuração: 01/01/2016 a 31/03/2016 CRÉDITOS DA NÃO CUMULATIVIDADE. MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS DESTINADOS AO ATIVO IMOBILIZADO. APURAÇÃO DEPOIS DA BAIXA. IMPOSSIBILIDADE. É vedada a apuração do crédito de que trata as normas de regência e específicas de apuração dos créditos para a Contribuição para o PIS e Cofins, após a alienação do bem, dado não existir o aproveitamento econômico do bem na locação a terceiros, na produção de bens destinados à venda ou na prestação de serviços, bem como não existir possibilidade de depreciação de um bem após sua efetiva baixa. ASSUNTO: PROCESSO ADMINISTRATIVO FISCAL Período de apuração: 01/01/2016 a 31/03/2016 DECISÕES ADMINISTRATIVAS. VINCULAÇÃO DEPENDENTE DE DISPOSIÇÃO LEGAL EXPRESSA. Os julgados, mesmo quando administrativos, e a doutrina somente vinculam os julgadores administrativos de Primeira Instância nas situações expressamente previstas nas normas legais. NULIDADE. Não procedem as arguições de nulidade quando não se vislumbram nos autos quaisquer das hipóteses previstas no art. 59 do Decreto nº 70.235, de 1972. MUDANÇA DO CRITÉRIO JURÍDICO. INOCORRÊNCIA. O termo "modificar o critério jurídico" significa reconhecer um erro de direito no ato administrativo ou lançamento originário, isto é, somente no próprio ato (despacho decisório ou lançamento) poderia ocorrer a mencionada modificação do critério jurídico. A Solução de Consulta de outro consulente não é paradigma para caracterizar tal situação. Manifestação de Inconformidade Improcedente Direito Creditório Não Reconhecido

Interposto Recurso Voluntário, afirma o contribuinte seu direito de aproveitar os créditos extemporâneos, com supedâneo no artigo 3º, parágrafo 4º, das Leis 10.637 e 10.833, tendo comprovado a não utilização de tais créditos em duplicidade (fls. 55 a 59), e que o entendimento deste Tribunal é pela possibilidade de aproveitamento de tais créditos independentemente de retificação da DACON e DCTF.

É o relatório.

VOTO

Conselheira Mariel Orsi Gameiro, Relatora.

O recurso é tempestivo e atende aos requisitos de admissibilidade, portanto, dele tomo integral conhecimento.

Cinge-se a controvérsia na (im)possibilidade de aproveitamento de créditos oriundos da depreciação dos bens destinados ao ativo imobilizados após sua baixa.

Pois bem.

Dos créditos de depreciação dos bens do ativo imobilizado

Afirma a fiscalização que:

Na fiscalização levada a efeito, o Auditor-fiscal constatou que **a Interessada contabilizou e se apropriou de créditos relativos à depreciação de bens que outrora estavam incorporados ao ativo imobilizado, mas que foram baixados.** Tal constatação foi confirmada pela Contribuinte, mas que trouxe alegações sobre a possibilidade de apurar créditos de um bem que não integrava mais o ativo imobilizado por ter sido baixado. Nas suas alegações, a Interessada aduz que suas atividades são específicas e trazem consigo variáveis que a diferenciam das demais contribuintes, permitindo se apropriar de tais encargos, mormente nesta passagem: Assim, os agentes que atuam nesse mercado optam por um dos regimes contábeis internacionalmente reconhecidos pela indústria para registrar os dispêndios incorridos nas fases de exploração e produção, quais sejam: *successful efforts* ou *full cost*, uma vez que tais métodos são aqueles majoritariamente aceitos pela prática internacional para registro das operações praticadas pelas empresas que atuam nesse setor específico. Mesmo que a Interessada tenha a seu dispor formas variadas de registrar os dispêndios incorridos em qualquer fase de exploração ou produção, qualquer opção que seja deve observar as normas tributárias vigentes e aplicáveis ao caso concreto. O que se verifica na legislação de regência, é que quanto aos bens do ativo imobilizado deve ocorrer o aproveitamento econômico do bem na locação a terceiros, na produção de bens destinados à venda ou na prestação de serviços para o crédito da depreciação. Se o bem não mais estiver compondo o acervo imobilizado, existe óbice legal à apropriação da depreciação, obviamente pela inexistência do bem, e, conseqüentemente, aproveitamento de crédito para a apuração da Contribuição para o PIS ou a Cofins.

O contribuinte afirma que a baixa dos bens do ativo imobilizado e sua apuração tardia de créditos de depreciação se dá em razão da peculiaridade do setor, especialmente em razão da adoção do método *successful efforts* (método dos esforços bem sucedidos), no qual consideram-se apenas gastos incorridos com esforços que resultem diretamente em descobertas e reservas provadas como ativo da pessoa jurídica. E, os gastos que não se relacionam com tais êxitos devem ser registrados em conta de resultado do exercício como despesa.

Os gastos não resultaram diretamente em descobertas e reservas, de modo que, a depreciação só restou configurada com a própria inclusão de tais ativos como despesa efetiva, confirmada com a obsolescência desses mesmos bens do ativo imobilizado, passando a representar uma despesa somente com a própria baixa.

Argumenta que, pela baixa posta em período anterior ao término de 48 meses, deve ser considerada a aplicação da Solução de Consulta COSIT 172/2012.

Solução de Consulta DISIT nº 172, de 06 de setembro de 2012: “NÃO CUMULATIVIDADE. CRÉDITOS. ATIVO IMOBILIZADO. MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS. OUTROS BENS. DEPRECIAÇÃO. CRÉDITO SOBRE O CUSTO DE AQUISIÇÃO. VENDA DE BEM DO ATIVO IMOBILIZADO. Na hipótese de a pessoa jurídica optar pela forma de créditos sobre máquinas e equipamentos prevista na IN SRF 457/2002, art. 1º, § 2º, I, à razão de 1/48 ao mês, poderá continuar, como forma de concretizar a não cumulatividade, a efetuar o desconto dos créditos mês a mês ainda que o bem em questão seja revendido antes da utilização das quarenta e oito parcelas mensais.”

Há, de fato, a se considerar o período em que respectiva solução de consulta foi legítima, posteriormente alterada, e confirmada Solução de Divergência nº 06/2016, de 13 de junho de 2016, sem necessariamente que isso se configure alteração do critério jurídico.

Respectiva solução de consulta admitia a continuidade da apuração de crédito das contribuições sociais, mesmo após alienação o bem, antes da utilização das quarenta e oito parcelas mensais, especificamente em atendimento à não-cumulatividade dos tributos aqui discutidos, nos termos do parágrafo 12º, do artigo 195, da Constituição Federal.

A despeito deste Tribunal Administrativo não discutir a constitucionalidade das afirmativas trazidas pelo fisco ou contribuinte, é necessário analisar a validade e legitimidade de entendimentos esposados pela Receita Federal, que são traduzidos em condutores para as escolhas que deve o contribuinte fazer, especialmente quando se trata de tamanha subjetividade dada à não-cumulatividade do sistema tributário.

Como o período aqui se refere ao primeiro trimestre de 2016, considero como legítimo o aproveitamento de crédito, porque abarcado pelo lapso temporal de vigência da Solução de Consulta Disit 172/2012, publicada em 06 de setembro de 2012, que teve seu entendimento alterado – pela impossibilidade de aproveitamento de crédito após a baixa do ativo, pela Solução de Divergência nº 06/2016, publicada em 13 de junho de 2016.

Portanto, voto por dar provimento ao Recurso Voluntário.

(documento assinado digitalmente)

Mariel Orsi Gameiro

DECLARAÇÃO DE VOTO

Conselheiro Jorge Luis Cabral

Em que pese eu ter acompanhado a ilustre relatora pelas conclusões, em relação ao reconhecimento de créditos do regime não cumulativo da contribuição do PIS/PASEP, preciso estabelecer as bases de minha motivação para seguir o encaminhamento do voto da relatora.

Tratam-se de créditos referentes a gastos na exploração de petróleo e gás natural, que resultaram em poços secos e que foram aproveitados integralmente de forma extemporânea por ocasião da decisão de abandono.

Da propriedade dos recursos naturais e seu reconhecimento contábil no Brasil

Há muito que a indústria do petróleo e gás natural (O&G) está envolvida numa polêmica sobre a propriedade dos recursos naturais que são objeto de sua exploração. Controvérsia cujo debate demonstra-se anacrônico face às evoluções legislativas e negociais entre governos e empresas, basicamente já resolvida, por volta da década de 1960, com a nacionalização das indústrias nos países produtores do Oriente Médio.

Esta situação decorreu claramente de uma evolução histórica do tratamento da propriedade dos recursos naturais, originário da visão anglo saxônica de que o proprietário da terra (superfície) seria também o dono dos recursos do seu subsolo.

O clima de grande incerteza, dificuldades inimagináveis técnicas e logísticas, do início da formação da indústria e de seu amadurecimento levou as International Oil Companies (IOC) a contratos cada vez mais ambiciosos e agressivos, proporcionalmente aos riscos assumidos, geralmente obtendo concessões de grandes áreas territoriais e propriedade sobre qualquer volume de petróleo ou gás natural eventualmente descoberto.

Finalmente esta forma comercial entre países e empresas tornou-se insustentável e os grandes países produtores do Oriente Médio acabaram por nacionalizar toda a infraestrutura privada, assim como os recursos minerais disponíveis. Outros países, que entraram neste mercado tardiamente, beneficiaram-se com esta percepção da propriedade dos recursos naturais e pelo estabelecimento do conceito de propriedade do Estado sobre o subsolo, antes que eles viessem a ser o foco das atenções da indústria da exploração de O&G. Este é precisamente o caso do Brasil.

Em que pese ter havido uma evolução no conceito da propriedade dos recursos minerais no subsolo, e a exploração do petróleo submetida a um monopólio estatal, apenas na Constituição de 1967, o fato é que quando o petróleo, no Brasil, de fato tomou corpo na década de 1970, com a descoberta e início de produção dos campos gigantes da Bacia de Campos, a propriedade do subsolo e o monopólio da exploração de petróleo já pertenciam à União.

A Constituição Federal de 1988 reiterou esta situação pois no artigo 20, reafirma a propriedade da União sobre os Recursos Naturais no subsolo e na plataforma continental, como vemos a seguir:

“Art. 20. São bens da União:

(...)IV - os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva;

(...)IX - os recursos minerais, inclusive os do subsolo;

(...)(Constituição Federal de 1988)”

E ainda estabeleceu o monopólio da União sobre a exploração do petróleo e gás natural, conforme o texto a seguir já alterado pela Emenda Constitucional nº 9/1995:

“Art. 177. Constituem monopólio da União:

I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

(...)

§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei. (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995)

(...) (Constituição Federal de 1988)”

Também encontramos esta determinação na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, A Lei do Petróleo:

Art. 3º Pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva.

Art. 4º Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:

I - a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

Art. 5º As atividades econômicas de que trata o art. 4º desta Lei serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. (Redação dada pela Lei nº 12.351, de 2010)

(...)

Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP, ressalvadas as competências de outros órgãos e entidades expressamente estabelecidas em lei. (Redação dada pela Lei nº 12.351, de 2010)

Então, apesar da eventual retórica política a respeito da propriedade dos recursos naturais brasileiros, e no nosso caso específico, a respeito do petróleo e do gás natural, a situação jurídica das jazidas no subsolo e do volume dos hidrocarbonetos ainda não produzidos são, sem nenhuma sombra de dúvidas, bens da União.

Como podemos notar com clareza no Artigo 177, da Constituição Federal de 1988, reproduzido acima, a União ainda detém o monopólio da pesquisa, da lavra e do transporte

marítimo, ou por dutos, de petróleo bruto (cru) de produção nacional, apenas para nos concentrarmos no *Upstream* desta indústria.

As empresas que operam quaisquer destas atividades no Brasil o fazem na condição de contratadas da União pela autorização constitucional do mesmo artigo supracitado. A forma desta contratação obedece a três regimes distintos no que diz respeito à exploração e produção, para usarmos os termos corretos determinados pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei do Petróleo. Estes regimes definem juridicamente a forma de contratação das empresas pela União e estabelecem o momento da transição da propriedade do petróleo e do gás natural, da União para as empresas.

São eles: a concessão, a partilha e a cessão onerosa. Assumo o risco de contrariar diversos especialistas de petróleo e gás natural sobre a condição de cessão onerosa ser um regime específico, ou não, mas não posso deixar de considerar uma variação importante nele contida a respeito da propriedade do hidrocarboneto não produzido e sua contabilização para efeitos tributários.

Concessão – é o regime mais antigo, desde 1997. Nele é previsto à União a possibilidade de conceder os direitos de exploração por tempo certo aos vencedores de processos licitatórios para os quais os concessionários comprometem-se a realizar a exploração e produção, por sua conta e risco, nos termos contratuais, e em troca assumem a propriedade integral do petróleo e do gás natural produzido. Cabe ainda aos concessionários (empresa ou consórcio) o pagamento dos tributos, participações governamentais (royalties, participações especiais, bônus de assinatura, taxas de retenção de áreas) e dos encargos contratuais vigentes. (Artigos de 23 a 26 da Lei nº 9.478/97).

Partilha – é um regime específico para as áreas de pré-sal e de áreas consideradas estratégicas, decorrente da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 (Lei do Pré-sal). Neste regime a União contratará segundo duas formas diferentes: contratação direta da Petrobras (Art. 12, da Lei do Pré-sal) ou mediante licitação. Neste regime o concessionário tem a obrigação de explorar e produzir petróleo e gás natural, por sua conta e risco, e adquire o direito de apropriar-se de um volume de produção representativo do seu custo para alcançar a produção e efetuar-la, segundo as normas da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), chamado “custo em óleo”, e mais uma outra parcela da produção, representativa do excedente em óleo (volume restante da produção descontado o custo em óleo) líquida da parcela de petróleo e gás natural a ser entregue à União. Cabe ainda aos concessionários o pagamento dos tributos, royalties e bônus de assinatura. (Artigos 2º e 42 da Lei nº 12.351/2010). Neste caso, a empresa assume a titularidade da propriedade no ponto de partilha, segundo a Cláusula 17ª, do Contrato de Partilha e finalmente segundo o Acordo de Disponibilização da Produção. Em qualquer caso, o ponto de partilha possui natureza diferente do ponto de produção, e esta realiza-se pela disponibilização dos volumes já produzidos aos diversos consorciados, sendo neste caso a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) componente obrigatório. O fato é que a disponibilização da titularidade do petróleo e do gás natural ocorre após a produção.

Cessão Onerosa – não é propriamente um regime específico, conforme os previstos nas Leis do Petróleo e do Pré-sal, trata-se da autorização legal para que a União ceda à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural, por um valor determinado, sem licitação. Interessante notar que a propriedade do petróleo e do gás natural segue a mesma regra do regime de Concessão, como fica claro no Artigo 1º, § 1º, da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010 (Lei da Cessão Onerosa) e na Cláusula 18ª do Contrato de Cessão Onerosa, disponível no site www.investidorpetrobras.com.br/download/1592, pois a transição da propriedade do petróleo e gás natural, da União para a empresa, decorre da produção. No caso da Cessão Onerosa é importante destacar que há um compromisso firmado para um determinado volume a ser produzido, e este volume foi precificado a um valor decorrente de consultorias especializadas que levaram em conta, entre outras coisas, o fluxo de caixa descontado da produção dos 5 (cinco) bilhões de barris de óleo equivalente (boe), objeto do contrato, mas ainda não produzidos. Este fato poderia levar à conclusão de que haveria uma migração da propriedade destes barris para a empresa, ainda antes da produção efetiva, mas esta dúvida é claramente indevida face aos dispositivos da Lei e do Contrato, acima citados. Desta forma, o valor pago pela empresa configura-se como bônus de assinatura, o qual foi calculado de uma forma específica e destina-se a confirmar o direito da empresa à exploração e à produção de um volume específico de petróleo e gás natural, e não a propriedade efetiva dos hidrocarbonetos ainda não produzidos.

Da natureza do Ativo formado e forma de Contabilização

Restou claro, conforme demonstrado acima, que a transição da propriedade efetiva do petróleo e do gás natural da União para a empresa dá-se apenas em algum momento após a produção, qualquer que seja o regime considerado. Desta forma, o que as empresas de petróleo possuem, quando concessionárias de exploração e produção, é um direito futuro a apropriar-se de parte, ou de toda a produção de petróleo e de gás natural de uma área geográfica específica, referente ao seu subsolo, e não sobre a jazida propriamente e os volumes de hidrocarbonetos que ela contenha.

Precisamos fazer inicialmente uma digressão sobre as características do negócio para podermos acompanhar a lógica contábil e tributária do registro dos ativos formados pela exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás natural.

Os ciclos negociais desta indústria podem estender-se por mais de trinta anos, da tomada de decisão de investimento até o descomissionamento do campo (abandono), e entre a tomada de decisão de investimentos e o início da produção é comum que decorram sete a dez anos, logo, a gestão do negócio pressupõe a aquisição permanente de projetos que gerem reservas de hidrocarbonetos comerciais, de forma a que a produção nos períodos entre o ciclos de vida econômica dos projetos não sofram descontinuidade em razão dos grandes prazos de maturação dos mesmos.

Podemos também assumir como premissa que o fluxo de caixa futuro dos projetos que alcançam a comercialidade são muito superiores aos valores dos investimentos, mesmo

considerando os elevados valores a serem aplicados e os elevados riscos geológicos, operacionais, de mercado e políticos, e ainda que o volume produzido não se distribui linearmente no tempo, mas sim através de uma curva que tem características ascendentes nos primeiros anos de produção, seguida de um período de estabilização no auge da produção e finalmente uma curva decrescente até o abandono.

Quando ocorre uma descoberta comercial, e se estabelecem os volumes recuperáveis, estes volumes são chamados de reservas e estas são classificadas segundo o seu grau de incerteza. Segundo a Society of Petroleum Engineers, os critérios de classificação referem-se a chance de que o volume estimado recuperável possa ser efetivamente produzido, até o descomissionamento do campo.

Assim, as reservas provadas possuem uma chance superior a 90% de serem confirmadas pela produção, as prováveis possuem chance entre 50 % e 90% de se confirmarem e as possíveis, chances acima de 10%. Isto significa que se estivermos falando de reservas provadas há uma confiança de 90 % que aquele volume venha a ser todo produzido durante todo o ciclo produtivo, conforme já explicado acima.

Nem todo o petróleo e gás natural de uma jazida pode ser explorado, diversos fatores influenciam no volume a ser recuperado, sendo os principais de caráter geológico e econômico. A pressão interna da jazida e seu comportamento durante a produção, as tecnologias disponíveis e o preço do petróleo são fatores que podem adiar ou antecipar a decisão de abandono e, conseqüentemente, o volume a ser recuperado.

Este fato acrescenta mais incertezas à própria estimativa de volume recuperável que é feita pelas empresas e representa o principal motivo para que não se aceite a monetização dos volumes recuperáveis como critério para registro contábil destes ativos. As próprias empresas são responsáveis por conduzir os estudos e análises que estimarão as reservas e as classificarão, geralmente exige-se que haja uma auditoria independente neste processo, no entanto, há uma constante preocupação com a manipulação dos resultados.

O valor estimado da jazida, pelo valor dos hidrocarbonetos recuperáveis, não influencia o Patrimônio Líquido, mas tem um grande impacto no valor das ações da companhia.

Esta desconfiança com as análises das empresas ciclicamente é reforçada por acontecimentos indesejáveis. Aqui no Brasil mesmo, já assistimos o evento da produção superestimada da OGX nos seus fatos relevantes e dos prejuízos que isto gerou junto a seus acionistas. No exterior uma reavaliação das reservas provadas da Shell em 2004, nos EUA, gerou um escândalo que chegou a afetar outras empresas do setor. A Shell reavaliou suas reservas provadas em menos 4,5 bilhões de barris, afetando o valor da companhia e gerando uma onda de reavaliações de reservas de outras empresas.

As reservas provadas podem ser sim objeto de reavaliações, pois quedas expressivas no preço do petróleo cru podem tornar inviável a produção de todo o potencial de volume de uma jazida, mas isto apenas reforça que os métodos contábeis aceitos não permitem a

monetização do volume da reserva provada e exijam o registro do ativo pelo seu custo de aquisição. Neste caso, o custo de aquisição envolve todos os gastos necessários a levar um campo à sua produção.

Os métodos admitidos são o de esforços bem-sucedidos (predominante no Brasil) e o de custo total (full cost).

O método dos esforços bem-sucedidos (successful efforts) é o método autorizado pela Financial Accounting Standards Board (FASB), através na norma SFAS 19. Este método estabelece que apenas os gastos de exploração relacionados a um campo produtor devem permanecer no ativo da empresa, exceto os gastos com geologia, os quais devem ser levados a resultado no exercício em que incorrerem, assim como os gastos com poços secos. Os gastos com desenvolvimento são ativados e somados aos de exploração que permaneceram no ativo e esgotados pelo método das unidades produzidas, que é um método de exaustão.

A única exceção ao método das unidades produzidas no SFAS 19 refere-se aos equipamentos de suporte descritos no § 26, os quais serão depreciados como custos de exploração, desenvolvimento ou de produção, nos termos do § 36. Os centros de custo são identificados por campos produtores, assim como as unidades patrimoniais registradas no ativo, e suas alterações.

Entendam que quando digo “campo produtor” é aquele que atende a pelo menos dois requisitos concomitantes: há petróleo e gás natural na formação geológica explorada e, seu custo de desenvolvimento, operacional e de abandono é superado pelas receitas futuras projetadas, trazidas a valor presente, sustentadas por uma produção que se prove dentro de uma curva de produção de longo prazo sustentável, de forma a que se garanta um dado retorno econômico esperado.

Neste caso, a lógica de apropriação de custos para se atingir a produção, segue a mesma lógica da formação de ativos intangíveis relacionados à propriedade intelectual, previstas no Pronunciamento Técnico CPC 04 (R1), em que os gastos de pesquisa na formação de ativos intangíveis, gerados internamente na entidade, devem ser considerados como despesas e reconhecidos no exercício em que forem incorridos, como podemos ver pela reprodução do § 54, deste mesmo pronunciamento contábil.

54. Nenhum ativo intangível resultante de pesquisa (ou da fase de pesquisa de projeto interno) deve ser reconhecido. Os gastos com pesquisa (ou da fase de pesquisa de projeto interno) devem ser reconhecidos como despesa quando incorridos.

Estas despesas em pesquisa e desenvolvimento de propriedade intelectual ainda indefinida, e que ainda não resultou em um ativo com as condições necessárias a ser classificado como ativo intangível, são equivalentes à fase de exploração de petróleo e gás natural.

Os motivos para esta determinação são os mesmos da motivação para os procedimentos de reconhecimentos de ativos de concessões de exploração de O&G determinados pelo método de esforços bem-sucedidos, e que podem ser resumidos pelas simples constatação

de que gastos na formação de ativos, que ainda não possuem confirmação de geração de benefícios futuros, não podem ser considerados como ativos, posto que o ativo intangível precisa atender aos requisitos determinados no CPC 04 (R1) para ser assim reconhecido pela entidade.

10. Nem todos os itens descritos no item anterior se enquadram na definição de ativo intangível, ou seja, são identificáveis, controlados e geradores de benefícios econômicos futuros. Caso um item abrangido pelo presente Pronunciamento não atenda à definição de ativo intangível, o gasto incorrido na sua aquisição ou geração interna deve ser reconhecido como despesa quando incorrido. No entanto, se o item for adquirido em uma combinação de negócios, passa a fazer parte do ágio derivado da expectativa de rentabilidade futura (goodwill) reconhecido na data da aquisição (ver item 68).

(...)

12. Um ativo satisfaz o critério de identificação, em termos de definição de um ativo intangível, quando:

(a) for separável, ou seja, puder ser separado da entidade e vendido, transferido, licenciado, alugado ou trocado, individualmente ou junto com um contrato, ativo ou passivo relacionado, independente da intenção de uso pela entidade; ou

(b) resultar de direitos contratuais ou outros direitos legais, independentemente de tais direitos serem transferíveis ou separáveis da entidade ou de outros direitos e obrigações.

(...)

Benefício econômico futuro

17. Os benefícios econômicos futuros gerados por ativo intangível podem incluir a receita da venda de produtos ou serviços, redução de custos ou outros benefícios resultantes do uso do ativo pela entidade. Por exemplo, o uso da propriedade intelectual em um processo de produção pode reduzir os custos de produção futuros em vez de aumentar as receitas futuras.

O fluxo das atividades de exploração inicia-se com a aquisição da propriedade, o que seria a aquisição do direito de concessão, usualmente através do pagamento de bônus de assinatura nos leilões de concessão, combinados ou não com a aquisição ou aluguel da propriedade na superfície de um bloco de exploração. A seguir realizam-se gastos com pesquisa geológica, aquisição de dados sísmicos e gastos na perfuração e completação de poços exploratórios.

Neste ponto, o fato de se encontrar petróleo e gás natural na formação geológica perfurada não significa que aquele gasto resultará em benefícios econômicos futuros, posto que aquele poço especificamente, ou outros poços, perfurados na mesma formação posicionados em locais mais adequados à uma futura produção, passem por um teste de produção que revele possuir pressão e volume de petróleo e gás natural suficiente para manter uma produção futura, que permita considerar aquele poço um poço produtor (mesmas considerações realizadas na conceito de campo produtor).

No método dos esforços bem-sucedidos todos estes gastos são inicialmente ativados e sujeitos à posterior avaliação da sua condição de produção de benefícios econômicos futuros. Estas avaliações, sobre o reconhecimento contábil destas condições, estão claramente delimitadas pela Declaração de Comercialidade, que é documento encaminhado pela Concessionária à ANP, comunicando que foi encontrado petróleo e gás natural e que trata-se de uma descoberta comercial, indicando inclusive o volume da reserva encontrada.

Assim, temos um marco temporal para o reconhecimento do ativo, Declaração de Comercialidade, e usualmente também podemos considerar este momento o início das atividades de desenvolvimento, as quais não tratarei nesta declaração de voto.

Os poços e gastos que não resultaram em descobertas comerciais são levados ao resultado como despesas no exercício em que a Concessionária reconhecer este fato contábil e resultar na decisão de abandono daquele poço.

O método do custo total é o método adotado pela Securities and Exchanges Commission (SEC), e é regulamentado pela norma SX rule 4.10. Não nos deteremos mais neste método, pontuaremos apenas que ele reconhece que todos os custos necessários a levar um campo à produção devem ser ativados, mesmo aqueles relacionados a poços secos. Sua base territorial é nacional (centro de custos por país produtor) e envolve todos os campos de um determinado país, de resto é muito parecido com o outro método.

Ambos são aceitos internacionalmente e outras normas contábeis que lidam com a contabilização de ativos, expressamente, remetem a um destes dois métodos, como é o caso da IAS 16- Propriedades, Instalações e Equipamentos, que em seu escopo afasta a sua aplicação sobre direitos sobre reservas de petróleo e gás natural.

O mesmo ocorreria no Brasil, porém a norma do Comitê de Pronunciamentos Contábeis ainda não editou o CPC 34 que regularia o assunto.

No entanto, aqui cabe destacar que o método dos esforços bem-sucedidos vem ao encontro da apropriação de custos e seu relacionamento com o sucesso na exploração com base nos projetos, um ring fence, cuja principal virtude é destacar as melhores “apostas” dentro de um mesmo país, ou mesmo quando comparado com a totalidade dos investimentos da companhia de petróleo em escala mundial. Por outro lado, o método do custo total evidencia o sucesso ou o fracasso na alocação de recursos em uma base territorial mais ampla, destacando os resultados econômicos por país.

Não há, na verdade, como dissociar os fracassos em se encontrar petróleo e gás natural, do ciclo econômico completo de uma companhia de petróleo, posto que o risco de poços secos é inerente ao empreendimento, mesmo com os grandes avanços tecnológicos atuais. Uma companhia de petróleo, tipicamente, precisa pesquisar petróleo distribuindo o risco do empreendimento (geológico e político) por diversos blocos de exploração diferentes, de preferência espalhados por países diferentes (risco político).

Entender a indústria apenas como o resultado da produção é um erro grosseiro, tanto pelo aspecto econômico, como pelo aspecto legal e negocial. Não existe campo produtor sem as fases de exploração e desenvolvimento, e não existe produção dissociada do risco de fracasso na exploração.

Considerar que poços secos são meras perdas inerentes ao processo nos leva ao erro de considerar estas perdas como tendo a mesma natureza daquelas decorrentes de acidentes

(caso fortuito e força maior), ou de más decisões negociais comuns a qualquer área de negócio. Os poços secos são parte inerente ao risco do negócio e ao seu planejamento e avaliação, assim como ao resultado esperado a ser alcançado.

Por ser a União a proprietária dos recursos naturais, cabe mais uma consideração: a relação entre o Estado e estas companhias configura-se num misto entre o exercício da soberania (tributário) e o interesse econômico do proprietário dos recursos (contratual concessório), neste último caso, o direito preponderante é no sentido de garantir um fluxo adequado da depleção do patrimônio estatal, num ritmo que maximize os ganhos econômicos decorrentes da exploração destes recursos para muitas gerações futuras de cidadãos e contribuintes brasileiros.

É um delicado jogo de equilíbrio entre a aferição de receitas governamentais antecipadas (bônus de assinatura, royalties, participações especiais e tributos), e a maximização do volume produzido ao longo do tempo, o que importa em diversos ganhos não financeiros como desenvolvimento de tecnologias, formação de parque industrial, energia barata e empregos.

Anteriormente neste voto, fiz referência a como fatores econômicos podem interferir na decisão de abandono, antecipando o encerramento das atividades, e deixando como espólio uma reserva de petróleo ou gás natural irrecuperável, e muitas vezes mais expressiva do que seria razoável supor. Campos de petróleo e gás natural maduros falecem por exaurirem a pressão interna dos reservatórios, o que não significa que tenham esgotado os recursos naturais, e a decisão de permanecer investindo nas diversas tecnologias de recuperação desta pressão interna decorre especialmente e, principalmente, do retorno econômico da reserva recuperável.

Neste ponto, os custos associados durante todo o projeto possuem impacto na referida decisão, e é do melhor interesse do proprietário destes recursos naturais que o volume de petróleo e gás natural irrecuperável seja o menor possível. É comum que este volume alcance 1/3 da reserva total.

Falta ainda definir qual seria a classificação do ativo formado por reservas provadas segundo a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, no seu artigo 179.

Obviamente não podemos considerar as reservas provadas como estoque, na medida em que não se trata de um direito de propriedade sobre o bem físico (hidrocarbonetos) não produzido, então resta a dúvida sobre considerá-las como ativo imobilizado ou intangível.

“Art. 179. As contas serão classificadas do seguinte modo:

I - no ativo circulante: as disponibilidades, os direitos realizáveis no curso do exercício social subsequente e as aplicações de recursos em despesas do exercício seguinte;

II - no ativo realizável a longo prazo: os direitos realizáveis após o término do exercício seguinte, assim como os derivados de vendas, adiantamentos ou empréstimos a sociedades coligadas ou controladas (artigo 243), diretores, acionistas ou participantes no lucro da companhia, que não constituírem negócios usuais na exploração do objeto da companhia;

III - em investimentos: as participações permanentes em outras sociedades e os direitos de qualquer natureza, não classificáveis no ativo circulante, e que não se destinem à manutenção da atividade da companhia ou da empresa;

IV - no ativo imobilizado: os direitos que tenham por objeto bens corpóreos destinados à manutenção das atividades da companhia ou da empresa ou exercidos com essa finalidade, inclusive

os decorrentes de operações que transfiram à companhia os benefícios, riscos e controle desses bens; (Redação dada pela Lei nº 11.638, de 2007)

V – (Revogado pela Lei nº 11.941, de 2009)

VI – no intangível: os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos destinados à manutenção da companhia ou exercidos com essa finalidade, inclusive o fundo de comércio adquirido. (Incluído pela Lei nº 11.638, de 2007)

Parágrafo único. Na companhia em que o ciclo operacional da empresa tiver duração maior que o exercício social, a classificação no circulante ou longo prazo terá por base o prazo desse ciclo.”(Lei nº 6.404/1976).

Como o “direito de explorar e produzir” é um bem incorpóreo, ele fica corretamente classificado no ativo intangível, inciso VI, do Artigo 179, da Lei nº 6.404/1976. Com relação a sua forma de avaliação, precisamos consultar o artigo 183, da mesma Lei.

“Critérios de Avaliação do Ativo

Art. 183. No balanço, os elementos do ativo serão avaliados segundo os seguintes critérios:

(...)

IV - os demais investimentos, pelo custo de aquisição, deduzido de provisão para atender às perdas prováveis na realização do seu valor, ou para redução do custo de aquisição ao valor de mercado, quando este for inferior;

V - os direitos classificados no imobilizado, pelo custo de aquisição, deduzido do saldo da respectiva conta de depreciação, amortização ou exaustão;

VII – os direitos classificados no intangível, pelo custo incorrido na aquisição deduzido do saldo da respectiva conta de amortização; (Incluído pela Lei nº 11.638, de 2007)

(...)

§ 2º A diminuição do valor dos elementos dos ativos imobilizado e intangível será registrada periodicamente nas contas de:(Redação dada pela Lei nº 11.941, de 2009)

a) depreciação, quando corresponder à perda do valor dos direitos que têm por objeto bens físicos sujeitos a desgaste ou perda de utilidade por uso, ação da natureza ou obsolescência;

b) amortização, quando corresponder à perda do valor do capital aplicado na aquisição de direitos da propriedade industrial ou comercial e quaisquer outros com existência ou exercício de duração limitada, ou cujo objeto sejam bens de utilização por prazo legal ou contratualmente limitado;

c) exaustão, quando corresponder à perda do valor, decorrente da sua exploração, de direitos cujo objeto sejam recursos minerais ou florestais, ou bens aplicados nessa exploração.

(...)”

Esta é precisamente a mesma interpretação exposta na página nº 316, do Manual de Contabilidade Societária do FINECAFI, 2ª edição, onde encontramos o seguinte:

“Outros pronunciamentos podem oferecer tratamento contábil específico para determinados intangíveis mais especializados, como é o caso dos gastos com a exploração ou o desenvolvimento e a extração de petróleo, gás e depósitos minerais de indústrias extrativas, o caso dos contratos de seguros ou do ágio por expectativa de rentabilidade futura (Goodwill).”(grifo nosso)

Encontramos na norma citada diversas convergências com as normas contábeis internacionais já comentadas, especialmente no que diz respeito ao reconhecimento pelo seu valor de custo de aquisição, conforme previsto no inciso VII, do artigo 183.

Interessante ressaltar que em nenhum dos casos há uma diferenciação do registro dos gastos nestas contas entre serviços, equipamentos ou instalações, ou qualquer consideração a respeito da vida útil destes equipamentos ou instalações.

Chamo a atenção também para o fato de que se usa indiscriminadamente os termos amortização e depreciação para qualquer critério de rateio da taxa de redução dos ativos

do imobilizado ou intangível, mas as três possibilidades existentes são bem distintas entre elas, conforme claramente explicado nas alíneas do § 2º, do artigo 183.

Também ressalto que a principal motivação da apropriação do custo de aquisição de um ativo, ou de um investimento, seja atribuída a vários períodos de apuração diferentes, refere-se à necessidade de confrontar as despesas às suas receitas apropriadas para fins de apuração do lucro, daí a necessidade de um critério de rateio entre os períodos de apuração futuros, contrário ao reconhecimento do gasto imediatamente como despesa.

Por fim, considero que a ausência de qualquer menção a tratamentos diferenciados entre equipamentos, instalações e serviços e a adoção de um critério de rateio que desconsidere o tempo de vida útil dos bens corpóreos envolvidos é perfeitamente compatível com os pressupostos de fluxo de caixa, ciclos operacionais e propósitos negociais, já abordados neste título.

De forma que não se pode, no caso concreto, perceber bens e serviços, adquiridos para a atividade de exploração de petróleo e gás natural, como itens individuais a serem depreciados/amortizados separadamente conforme a sua vida útil, mas sim como parte de uma entidade de custo relacionada a um campo produtor como um conjunto necessário à atividade.

De fato, os diversos critérios de rateio possíveis, tempo de vida útil ou tempo contratual, tornam-se irrelevantes diante da importância do valor da reserva provada e do seu fluxo de depleção, e ainda do meio comparativo dos ativos das diversas companhias envolvidas por um critério homogêneo, de forma que são irrelevantes os tempos de vida útil de equipamentos, mesmo se considerarmos que um campo produtor dure mais de trinta anos desde a fase de exploração.

A forma como equipamentos, que possuem vida útil inferior ao ciclo de produção, devem ser tratados é o de retirar, do valor do ativo, o saldo remanescente referente ao item a ser substituído pelo reconhecimento deste saldo de forma integral no período de apuração em que ocorreu a substituição, e aumentar o valor do ativo intangível pelo valor de aquisição do equipamento substituído.

Por fim, reforço como fator muito relevante a este tema que a pesquisa e lavra de petróleo e gás natural são monopólios da União (inciso I, do art. 177, da CF/1988), e a atividade das companhias de petróleo, mesmo na exploração, que é o termo aqui usado em substituição ao que a Constituição Federal denomina pesquisa, é realizada mediante contratação do Estado.

Os contratos preveem três fases distintas, a saber: exploração, descoberta e avaliação, desenvolvimento e produção.

Os resultados financeiros destas fases são distintos, pois na fase de exploração e de avaliação, o objetivo econômico da empresa é formar um ativo intangível de valor de mercado muito superior ao seu custo, que seria o direito de exploração subsequente de uma reserva provada.

Este resultado da fase de exploração é frequentemente objeto de negociação total, ou parcial, nos contratos denominados de farm in/out, os quais são contratos de venda de parte ou totalidade da concessão com o fim de capitalizar a empresa e distribuir riscos com novos sócios. Podemos dizer que é um mercado derivativo daquele originário nos leilões de blocos.

Art. 29. É permitida a transferência do contrato de concessão, preservando-se seu objeto e as condições contratuais, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP, conforme o previsto no art. 25.

Parágrafo único. A transferência do contrato só poderá ocorrer mediante prévia e expressa autorização da ANP. (Lei do Petróleo)

Outro fato relevante a ser apontado é que estas concessões são por prazo certo, como podemos verificar tanto na Lei do Petróleo, como nos modelos de contratos extraídos do site da ANP:

Art. 28. As concessões extinguir-se-ão:

I - pelo vencimento do prazo contratual;

II - por acordo entre as partes;

III - pelos motivos de rescisão previstos em contrato;

IV - ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato;

V - no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justificarem investimentos em desenvolvimento.

(...)

Cláusula Quinta - Fase de Exploração

Início e Duração

Fase de Exploração consistirá em um único período e terá a duração prevista no Anexo II.

A Fase de Exploração terá início na data de assinatura deste Contrato e será encerrada:

a) com o decurso do prazo previsto no Anexo II;

b) com a devolução total da Área de Concessão; ou

c) no caso de área previamente retida para Avaliação de Descoberta:

i. com a apresentação da Declaração de Comercialidade; ou

ii. com a devolução da área. (Contrato de Concessão)

Programa Exploratório Mínimo

O Concessionário deverá executar as obrigações relativas ao Programa Exploratório Mínimo nos prazos e condições descritos no Anexo II.

(...)

Cláusula Sexta – Cláusula Penal Compensatória por Descumprimento do Programa Exploratório Mínimo

Cláusula Penal Compensatória por Descumprimento do Programa Exploratório Mínimo

1.1. A título de cláusula penal compensatória por descumprimento do Programa Exploratório Mínimo, o Concessionário estará sujeito ao pagamento de multa contratual em montante equivalente ao Programa Exploratório Mínimo não cumprido, conforme previsto nos parágrafos 6.14 e 6.15.

(...)

Execução da Cláusula Penal Compensatória

1.2. Constatado o não cumprimento do Programa Exploratório Mínimo, a ANP intimará o Concessionário a pagar, a título de cláusula penal compensatória, em até 30 (trinta) dias, o valor correspondente à parcela não cumprida do Programa Exploratório Mínimo atualizado pelo IGP-DI, sem incidência de qualquer desconto por pagamento voluntário.

1.2.1. Em caso de não pagamento voluntário, a ANP executará o montante devido até o limite assegurado pelas garantias financeiras, e inscreverá o débito remanescente em dívida ativa, acrescido dos encargos legais aplicáveis.

1.2.2. O montante equivalente ao Programa Exploratório Mínimo não cumprido será atualizado pelo IGP-DI até a data em que for realizado o efetivo pagamento.

1.2.3.A declaração da ANP sobre o descumprimento contratual tem eficácia imediata e configura causa suficiente para a execução da garantia oferecida, inclusive seguro garantia.

Chamo atenção ainda que a concessionária compromete-se, na assinatura do contrato, com um programa exploratório mínimo, o que significa dizer que esta deve incorrer em despesas e gastos com aquisição de serviços de bens de forma a cumprir adequadamente a expectativa mínima de seu contratante em pesquisas sísmicas, geologia e perfuração de poços de exploração, com consequências contratuais reparatórias em caso de descumprimento.

Assim, constata-se, por fim, que a correta classificação deste ativo, especialmente na fase de exploração, é a de ativo intangível, registrado no ativo pelo seu custo de aquisição, e ainda, que o retorno financeiro (venda de produtos) será realizado apenas ao longo de um grande ciclo de produção, o que diferencia o setor de todos os demais setores econômicos.

Tratamento Tributário

São dois momentos muito distintos da legislação brasileira, antes e depois de janeiro de 2018, com a promulgação da Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, pois antes de 1º de janeiro de 2018, este tema era abordado de forma geral pela legislação do Imposto sobre a Renda pela norma geral e, especificamente em relação à Petrobras, pelo artigo 416, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999 (RIR/99), o qual reproduzia o artigo 12, do Decreto-Lei nº 62, de 21 de novembro de 1966.

Podemos fazer as mesmas considerações que fizemos acima em relação à contabilidade, mas desta feita pela análise dos critérios de dedutibilidade dos valores sujeitos à amortização, depreciação ou exaustão.

No entanto, o fato de que a produção de petróleo tenha diversas fases com características muito diferentes precisa ser considerado. Na fase de exploração apenas há um direito contratual de conduzir uma atividade específica, que é monopólio da União, e que é delegada por prestação de serviços, cuja remuneração é futura e incerta e regida por outros termos contratuais, de forma que se pode dizer com grande certeza, que a fase de exploração gera ativos intangíveis que possuem prazo definido e condições que precisam ser implementadas.

A regra de rateio do custo do investimento para a aquisição do ativo principal, que seria a obtenção dos direitos de exploração de um campo produtor de petróleo e gás natural comercialmente viável, no tempo e pela confrontação com as receitas correspondentes, é a amortização.

Com relação à amortização, podemos destacar que o critério é o mesmo da contabilidade, alcançando ativos que percam valor ou diminuam o resultado esperado em razão do decurso do prazo referente ao tempo de uso de um direito, o que podemos inferir da leitura combinada dos dois artigos reproduzidos abaixo, e que torna-se importante na definição do método a ser empregado no tratamento dos gastos relacionados a bônus de assinatura.

Subseção IV Da amortização

Dedutibilidade

Art. 330. Poderá ser computada como custo ou encargo, em cada período de apuração, a importância correspondente à recuperação do capital aplicado na aquisição de direitos cuja existência ou cujo exercício tenha duração limitada, ou de bens cuja utilização pelo contribuinte tenha o prazo legal ou contratualmente limitado (Lei nº 4.506, de 1964, art. 58, caput).

§ 1º O montante acumulado das quotas de amortização não poderá ultrapassar o custo de aquisição do bem ou do direito (Lei nº 4.506, de 1964, art. 58, § 2º).

§ 2º Somente serão admitidas as amortizações de custos ou despesas que observem as condições estabelecidas neste Regulamento (Lei nº 4.506, de 1964, art. 58, § 5º).

§ 3º Se a existência ou o exercício do direito, ou a utilização do bem, terminar antes da amortização integral de seu custo, o saldo não amortizado constituirá encargo no período de apuração em que se extinguir o direito ou terminar a utilização do bem (Lei nº 4.506, de 1964, art. 58, § 4º).

§ 4º Somente será permitida a amortização de bens e direitos intrinsecamente relacionados com a produção ou a comercialização dos bens e dos serviços (Lei nº 9.249, de 1995, art. 13, caput, inciso III).

§ 5º São vedadas as deduções de despesas de amortização geradas por bem objeto de arrendamento mercantil pela arrendatária, na hipótese em que esta reconhecer contabilmente o encargo (Lei nº 9.249, de 1995, art. 13, caput, inciso VIII).

§ 6º O disposto no § 5º também se aplica aos contratos não tipificados como arrendamento mercantil que contenham elementos contabilizados como arrendamento mercantil por força de normas contábeis e da legislação comercial (Lei nº 12.973, de 2014, art. 49, caput, inciso I).

Capital amortizável

Art. 331. Poderão ser amortizados os capitais aplicados na aquisição de direitos cuja existência ou exercício tenha duração limitada ou de bens cuja utilização pelo contribuinte tenha o prazo legal ou contratualmente limitado, tais como (Lei nº 4.506, de 1964, art. 58 ; e Decreto-Lei nº 1.483, de 1976, art. 5º):

I - patentes de invenção, fórmulas e processos de fabricação, direitos autorais, licenças, autorizações ou concessões;

II - custo de aquisição, prorrogação ou modificação de contratos e direitos de qualquer natureza, inclusive de exploração de fundos de comércio;

III - custos de construções ou benfeitorias em bens locados ou arrendados, ou em bens de terceiros, quando não houver direito ao recebimento de seu valor;

IV - o valor de direitos contratuais de exploração de florestas de que trata o art. 334 ; e V - os demais direitos classificados no ativo não circulante intangível.

Parágrafo único. Não será admitida amortização de bens, custos ou despesas para os quais seja registrada quota de exaustão (Lei nº 4.506, de 1964, art. 58, § 6º).

Quota de amortização

Art. 332. A quota de amortização dedutível em cada período de apuração será determinada pela aplicação da taxa anual de amortização sobre o valor original do capital aplicado (Lei nº 4.506, de 1964, art. 58, § 1º).

§ 1º Se a amortização tiver início ou terminar no curso do período de apuração, ou se este tiver duração inferior a doze meses, a taxa anual será ajustada proporcionalmente ao período de amortização.

§ 2º A amortização poderá ser apropriada em quotas mensais, dispensado o ajuste da taxa para o capital aplicado ou baixado no curso do mês.

Que é a forma determinada por Lei para se apropriar as despesas correspondentes ao investimento na aquisição do ativo relacionado a campos produtores de petróleo e de gás natural, decorrentes da fase de desenvolvimento, acompanhando o mesmo tratamento contábil já discutido, e de nenhuma forma contradito pelos outros métodos e critérios expostos nos artigos anteriores do RIR/2018, acima citados.

Após 1º de janeiro de 2018, todos os investimentos em exploração, para fins tributários são dedutíveis no exercício em que forem incorridos, os relacionados ao desenvolvimento, não importando se são bens ou serviços, se são classificados na infraestrutura submersa ou de superfície (*subsea* ou *topside*) ou se são instalações de poços de produção ou de injeção, devem ser registrados no ativo, como representativos do custo de aquisição do direito de produção futura das reservas provadas a eles associada.

Este tratamento decorre da Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2018, como podemos constatar a seguir:

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 de 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 deste artigo.

§ 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 do ativo de que trata o § 1º deste artigo, 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 deste artigo 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 deste artigo, 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 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 deste artigo, 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.

Para fins do IRPJ/CSLL, os gastos com exploração são considerados como despesas do exercício em que são incorridos, havendo o registro no ativo apenas dos gastos com o desenvolvimento – fase que começa após a declaração de comercialidade.

Apesar de ser minha convicção que mesmo o ativo formado pelos investimentos de desenvolvimento sejam corretamente classificados como intangível, da mesma forma como abordado anteriormente para a fase de exploração, o fluxo de produção mineral passa a ser muito mais relevante do que a mera passagem do prazo contratual do direito de produção, então a legislação para o IRPJ/CSLL adotou a exaustão como método de rateio do custo de aquisição do ativo para confrontação com as receitas de mais de um exercício.

Para concluir, na fase de exploração tem-se por custos o bônus de assinatura, que é um pagamento feito pelo direito de explorar e produzir durante a duração do contrato de concessão, e todos os investimentos de exploração. É interessante que fique claro que apenas os poços secos, que venham a ser assim considerados durante a fase de exploração continuam como valor do esforço exploratório e são levados a custo no exercício em que ocorrer a decisão de abandono. Os demais investimentos que resultaram em descobertas comerciais seguem para serem exauridos pela legislação do IRPJ/CSLL.

De forma que seguem como valores a serem amortizados apenas o bônus de assinatura e os custos de investimentos mal-sucedidos.

Diferenciação de Abordagens

A análise ora realizada possui três ambientes completamente isolados e distintos, que seriam: o ambiente contábil, tributário e regulatório. Os critérios, métodos e tratamentos de cada um não impõem de nenhuma maneira os mesmos procedimentos a qualquer um dos outros. Desta forma, o tratamento tributário, ou as formas de cálculo das participações governamentais, e seus critérios, não interferem nos registros contábeis naquilo em que forem diferentes, impondo ao contribuinte a necessidade de um controle extracontábil para fins tributários ou regulatórios.

As considerações realizadas acima apenas partem do pressuposto de que, apesar disto, os métodos e critérios contábeis guardam relação e coerência com os métodos e critérios tributários e regulatórios e lhes servem de base e referência naquilo em que o Estado define como aceitável no cômputo de tributos ou de participações governamentais, ora agindo puramente como poder soberano, no caso da tributação, ora de forma mista acrescentando uma dimensão negocial na sua relação com a concessionária de petróleo e gás natural.

Voltando ao caso concreto temos que para o IRPJ/CSLL, há apenas o registro como cotas de exaustão dos bens e ativos constituídos como decorrentes de gastos com desenvolvimento, e os gastos com exploração são dedutíveis no mesmo exercício em que ocorrerem.

Contabilmente os gastos de exploração são inicialmente ativados e sofrem um teste de comercialidade, de forma a que, se for negativo, são levados a resultado do exercício e caso contrário permanecem no ativo para amortização ou exaustão.

Na fase de exploração não há bens a serem exauridos, apenas direitos contratuais, que começam a ser amortizados no momento da assinatura do contrato, sendo que os poços secos não se comunicam contabilmente com a fase seguinte do contrato de concessão.

A lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.973, de 13 de maio de 2014, e com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015, determina o seguinte:

Art. 3º Do valor apurado na forma do art. 2º a pessoa jurídica poderá descontar créditos calculados em relação a:

(...)

VI - máquinas, equipamentos e outros bens incorporados ao ativo imobilizado, adquiridos ou fabricados para locação a terceiros ou para utilização na produção de bens destinados à venda ou na prestação de serviços. (Redação dada pela Lei nº 11.196, de 2005)

(...)

XI - bens incorporados ao ativo intangível, adquiridos para utilização na produção de bens destinados a venda ou na prestação de serviços. (Incluído pela Lei nº 12.973, de 2014)

§ 1º O crédito será determinado mediante a aplicação da alíquota prevista no caput do art. 2º desta Lei sobre o valor: (Redação dada pela Lei nº 10.865, de 2004)

(...)

III - dos encargos de depreciação e amortização dos bens mencionados nos incisos VI, VII e XI do caput, incorridos no mês; (Redação dada pela Lei nº 12.973, de 2014)

(...)

§ 21. Na execução de contratos de concessão de serviços públicos, os créditos gerados pelos serviços de construção, recuperação, reforma, ampliação ou melhoramento de infraestrutura, quando a receita correspondente tiver contrapartida em ativo intangível, representativo de direito de exploração, ou em ativo financeiro, somente poderão ser aproveitados, no caso do ativo intangível, à medida que este for amortizado e, no caso do ativo financeiro, na proporção de seu recebimento, excetuado, para ambos os casos, o crédito previsto no inciso VI do caput. (Incluído pela Lei nº 12.973, de 2014)

§ 22. O disposto no inciso XI do caput não se aplica ao ativo intangível referido no § 21. (Incluído pela Lei nº 12.973, de 2014)

A determinação de quem se submete ao regime não cumulativo do PIS/COFINS, decorre de uma regra negativa dos artigos 8º, da Lei nº 10.637/2002 e 10, da Lei nº 10.833/2003, de forma que, por exclusão, estabelece-se que são tributados pelo regime não cumulativo do PIS/COFINS aqueles tributados pelo Lucro Real na apuração do IRPJ/CSLL.

Não havendo maiores considerações sobre o instituto da amortização na legislação de PIS/COFINS, teríamos duas opções: seguir a norma do IRPJ/CSLL e considerarmos os gastos de exploração pela regra do art. 1º, caput, da Lei nº 13.586/2017, e transformarmos estes gastos numa espécie de insumo da aquisição de ativos intangíveis, hipótese esta que considero absurda, ou, adotamos os princípios e métodos de amortização do § 3º, do art. 330, do RIR/2018, hipótese esta que adoto.

Tendo em vista que considero que o ativo formado na fase de exploração é um ativo intangível, decorrente de contrato de concessão, entendo que os créditos pleiteados não devam ter o tratamento dos incisos VI ou XI, do art. 3º da Lei nº 10.637/2002, ou dos mesmos dispositivos na Lei nº 10.833/2003, **mas sim dos §§ 21 e 22, do artigo 3º, na Lei nº 10.637/2002, ou §§ 29 e 30, do art. 3º, da Lei nº 10.833/2003, de mesma redação daqueles transcritos acima, e combinados com o §3º, do art. 330, do Decreto nº 9.580/2018.**

Finalmente, tenho de destacar que o direito ao crédito decorre da aquisição de bens, o valor a ser considerado na base de cálculo dos créditos, é o valor do encargo de amortização. A parcela a ser excluída do ativo, no presente caso, representa ela própria o encargo de amortização para aquele período em relação a parte do ativo considerada (§3º, art. 330 do RIR/2018), tendo em vista toda a dinâmica da indústria acima descrita e, o fato desta regra

considerar como encargo do período de apuração, em que se extinguir o direito ao uso do bem, o saldo ainda não amortizado.

Caso contrário importaria em negar o direito ao crédito previsto em Lei pela aquisição dos bens.

O direito à apropriação da amortização da fase de exploração dá-se desde a assinatura do contrato de concessão, conforme os parágrafos, acima citados, dos art. 3º, das Leis nº 10.637/2002 e nº 10.833/2003, e começa antes do início da exploração, persistindo até o término do prazo, ou a declaração de comercialidade. Também reforço que estes gastos não são submetidos à exaustão pela legislação do IRPJ/CSLL.

De forma que considero o crédito devido, na forma como foi aproveitado pela Recorrente.

Assinado Digitalmente

Jorge Luis Cabral