



CTA - CONFEDERAÇÃO DAS ASSOCIAÇÕES ECONÓMICAS DE
MOÇAMBIQUE

***MOÇAMBIQUE – REGIME
ESPECÍFICO DE TRIBUTAÇÃO
PARA AS OPERAÇÕES
PETROLÍFERAS***

COMENTÁRIOS

Prof. Richard Westin

Junho 2013

Conteúdo

MOÇAMBIQUE – REGIME ESPECÍFICO DE TRIBUTAÇÃO PARA AS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS	1
I. SUMÁRIO EXECUTIVO	1
II. Introdução.....	3
III. Princípios Económicos e Políticas Tributarias Aplicáveis à Indústria Mineira	4
a) Princípios Básicos	4
b) Princípios de Política Tributária Sólida.....	5
c) Estratégia recomendada.....	7
IV. Avaliação Técnica do Regime Específico – Projecto de Lei	8
V. ANÁLISE DO ENCARGO/PESO TRIBUTÁRIO.....	42
a) Créditos fiscais estrangeiros como uma consideração	42
b) Encargo administrativo e fiscal da tributação	43
c) Padrões externos.....	43
d) Taxas tributárias implícitas no projecto da lei.....	44
VI. UM SUMÁRIO DE PROPOSTAS PARA MUDANÇA.....	47
a) Antecedentes	47
b) Propostas	47
c) Retenção de impostos na fonte	49
d) Aplicação de Receitas	50
VII. Calendário das Receitas.....	50
VIII. Melhores Práticas.....	51
IX. Propostas para futuro trabalho analítico	53
ANEXO A.....	55
ANEXO B.....	56
ANEXO C.....	57
ANEXO D.....	60
ANEXO E.....	81

MOÇAMBIQUE – REGIME ESPECÍFICO DE TRIBUTAÇÃO PARA AS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS

Comentários

I. SUMÁRIO EXECUTIVO

O objectivo do estudo foi rever o projecto da lei tributária relativa ao petróleo e gás de Moçambique, e formular comentários a partir de vários pontos de vista. O estudo anotou o efeito de outros impostos, tais como o imposto sobre a superfície e impostos sobre o trabalho, mas não calculou os seus efeitos devido ao seu calendário apertado. Também observou que uma conclusão sofisticada, especialmente no que diz respeito aos impostos cumulativos máximos, exigiria simulações computacionais sofisticadas.

O estudo revelou a necessidade de corrigir muitas debilidades na redacção, particularmente no que diz respeito a definições, algumas das quais eram inconsistentes ou apareceram como termos em letra maiúscula no corpo da lei, mas sem estarem definidas. Estes defeitos são fáceis de eliminar, assim como o são muitas das várias ambiguidades inevitáveis. O consultor é de opinião que se devem emitir extensos regulamentos interpretativos logo após a promulgação, a fim de garantir a transparência.

A lei foi considerada demasiado complicada e a necessitar de simplificação. A maior debilidade é que elevados custos de produção podiam resultar em taxas de impostos superiores a 100% das receitas; isto deve ser corrigido, caso contrário os produtores só irão optar por projectos baratos e irão ser induzidos a abandoná-los demasiado cedo.

A lei também foi considerada difícil de administrar, principalmente devido à necessidade de difíceis avaliações de produção, em vez de usar os preços de venda reais.

Há muitas recomendações, mas destacam-se principalmente:

1. Converter o IPP num royalty puro que considera o governo como um proprietário daquela quota de produção representada pela percentagem dos royalties e basear o royalty nas vendas reais em vez de nas vendas imaginárias. Isto irá manter os royalties fora do rendimento do produtor, simplificando e tornando assim o cálculo do imposto sobre o rendimento e a partilha de produção mais justo. A taxa de royalties foi considerada como encontrando-se dentro das normas internacionais e registou-se como uma boa característica para se garantir a receita, mesmo quando o produtor perde dinheiro com a produção.
2. O imposto sobre o rendimento foi, em geral, aceite e a taxa foi aprovada como encontrando-se dentro das normas internacionais.

3. A parte do imposto que diz respeito à partilha de produção foi aprovada em geral, mas com muitas observações, especialmente uma recomendação geral para que o mecanismo que desencadeia a partilha de produção esteja mais em linha com a maneira como as pessoas de negócios geram análises de fluxo de caixa para tomarem decisões de negócios, incluindo, especificamente, que todos os custos sejam considerados, incluindo aqueles em que se incorreu directamente antes da produção comercial e do pagamento dos impostos.
4. A subcapitalização, que resulta na recusa de deduções das despesas com juros, deve ser baseada no valor patrimonial, não nos valores contabilísticos. Este processo irá alinhar as regras de subcapitalização com o objectivo dessas regras, ou seja, não permitir deduções para as despesas com juros relativas à dívida que o mercado não poderia fornecer.
5. As regras de fixação dos preços entre as empresas devem ser esclarecidas quanto à autoridade do governo. Ao abrigo da presente lei, as autoridades fiscais podem fazer quaisquer ajustes que queiram, o que pode levar a resultados caprichosos. Recomenda-se que, no caso de uma disputa relativamente a um ajuste do governo, o ajuste se mantenha se não for arbitrário e caprichoso.
6. Os pagamentos de bónus foram em geral aprovados, sujeitos ao comentário de que o governo deve considerar o risco de não atrair produtores inovadores mais pequenos.
7. As receitas devem entrar num fundo governamental formal separado e serem estabelecidas e reguladas de acordo com a Iniciativa de Transparência das Indústrias Extractivas. A informação relativa aos fluxos financeiros para e do fundo, deve ser de fácil acesso ao público e à imprensa.
8. Com o objectivo de facilitar a partilha de informações com outros governos e facilitar o tratamento de questões de fixação de preços entre as empresas de modo multilateral, o governo deveria considerar seriamente celebrar acordos fiscais bilaterais adicionais. Também se sugeriu que o governo considerasse a possibilidade de celebração de um tratado fiscal multilateral existente (A Convenção sobre Assistência Mútua Administrativa em Matéria Fiscal).
9. O consultor considerou que uma receita fiscal total máxima de cerca de 80%, realizada através da fórmula da partilha de produção, se encontrava dentro das normas, e recomendou que, caso a taxa fosse ultrapassada, a receita fiscal fosse reduzida até à taxa máxima, através da redução da quota de partilha de produção para o ano.
10. O consultor recomenda a aprovação de um imposto sobre lucros de filiais para tornar o sistema de retenção na fonte simétrico entre as subsidiárias de empresas estrangeiras e as filiais de empresas estrangeiras que operam em Moçambique.

O consultor considerou o calendário das receitas como apropriado, em geral, observando que o sistema tributário não só encoraja os investimentos em jazidas ricas, incentivando assim o desenvolvimento atempado de infra-estruturas para posteriores projectos menos dramáticos, como fornece ao governo pagamentos de bónus significativos.

II. Introdução

O objectivo deste relatório é preparar comentários sobre o Regime Especifico de Tributação das Actividades Mineiras preparado pelo Governo de Moçambique (GdM). O GdM solicitou ao CTA-Confederação de Associações Económicas de Moçambique que fizesse comentários a esta lei. A CTA, devido à complexidade da lei, solicitou assistência ao SPEED-Support Program for Economic and Enterprise Development, um projecto financiado pela USAID. O SPEED contratou o Professor Richard Westin para que preparasse comentários detalhados que estão neste relatório.

O Autor

Richard A. Westin é um professor de direito na University of Kentucky, onde tem o título de Professor Universitário Distinguido. Ele ensina cursos sobre impostos de rendimentos individuais, empresarias e corporativos, tributação internacional e tributação dos recursos naturais. Ele tem sido um consultor do Departamento legal do Banco Mundial e em vários países, e preparou a lei de minas da Federação Russa. Os seus livros mais importantes são:

- Environmental Tax Initiatives and International Trade Treaties: Dangerous Collisions (Kluwer Law International, 1997);
- Mineral Properties Other Than Oil and Gas — Exploration, Acquisition, Development and Disposition (Portfolio 601), Bureau of National Affairs (2008);
- Mineral Properties Other Than Oil and Gas — Operations (Portfolio 603), Bureau of National Affairs (2008); and
- Federal Income Taxation of Business Enterprises, 4d Ed, with S. Parejo (New Mexico) R. Beck (New York) (4th Ed. VandePlas 2012).

Ele detém um B.A. da Columbia College, um M.B.A. da Columbia University Graduate School of Business Administration, e um J.D. da University of Pennsylvania Law School.

Este memorando é composto por oito partes:

1. Introdução
2. Discussão dos princípios económicos e políticos fiscais aplicáveis à indústria de mineração
3. Alguns comentários sobre o projecto de lei de mineração
4. A avaliação técnica do projecto de lei de tributação da mineração
5. Análise da carga tributária
6. Um resumo das propostas de mudança
7. Prazo das receitas
8. Melhores Práticas
9. Algumas sugestões do trabalho adicional por ser feito.

Existem também vários anexos incluídos no fim do relatório.

O consultor compreende que a sua tarefa inclui analisar e tecer comentários sobre este projecto de lei. O objecto é uma tradução do Português e é provável que muitos dos comentários surjam do facto de ter sido traduzido para o Inglês. O capítulo seguinte está também repetido nos comentários sobre o projecto de lei das actividades mineiras. O consultor apenas conseguiu olhar para os outros impostos por causa das limitações de tempo. Estes incluem o imposto sobre a superfície, o que me surpreendeu como não sendo muito pesado, e o imposto municipal, que parece

acrescentar uma carga de imposto sobre os lucros de 1,1%, de acordo com o IFC no <http://www.doingbusiness.org/data/exploreeconomies/mozambique/paying-taxes/>. Existe também um imposto sobre o trabalho, aparentemente em 4% dos salários. Há também taxas do governo que as empresas irão enfrentar. Não irei incluir os impostos ou taxas municipais, de modo que a carga fiscal descrita abaixo está ligeiramente subestimada. A sua inclusão exigiria simulações de computador para modelar o seu impacto em vários tipos de projectos e níveis de rentabilidade.

III. Princípios Económicos e Políticas Tributárias Aplicáveis à Indústria Mineira

a) Princípios Básicos

Esta secção tenta explicar “normas internacionais” no contexto dos princípios básicos subjacentes àquilo que uma lei dos petróleos e gás (incluindo a componente fiscal) deveria tentar alcançar. Estes princípios básicos secundam a intenção e a direcção de muitas jurisdições internacionais. A intenção seria, então, avaliar até que ponto o texto e as disposições da lei de Moçambique podem impulsionar a economia de petróleo num caminho de desenvolvimento sustentável.

É costume dizer-se que não existe um consenso para um quadro de desenvolvimento sustentável, e isto tem sido no contexto de muitas discussões nacionais e internacionais entre as partes interessadas na indústria de petróleo e gás. No entanto, os conceitos de desenvolvimento sustentável foram introduzidos na área da “economia do bem-estar”. Estes conceitos devem estar subjacentes às acções, certamente do governo, mas também de qualquer outra parte interessada no desenvolvimento da indústria do petróleo. No que diz respeito às actividades de produção de petróleo, a intenção ao longo de todo o ciclo de vida, desde a exploração até à produção e eventual encerramento da instalação, deve ser a de chegar a uma situação benéfica para todas as partes interessadas legítimas, em relação aos direitos previamente definidos por cada parte interessada.

Antes de se analisar se um projecto de petróleo deveria avançar, devem-se definir os direitos de todas as partes interessadas. Em seguida, um projecto de petróleo pode avançar se produz, não só benefícios privados por meio da taxa de retorno para as Concessionárias e oportunidades de emprego para os trabalhadores, mas também, num sentido social, se é um projecto compensador que não se desenvolve à custa (negativa) de outros na sociedade.

Essencialmente, o projecto deve avançar num sentido privado e social, se no empreendimento não houver perdedores líquidos. Isto não significa necessariamente que o projecto não tenha impactos negativos, mas apenas que os impactos negativos são compensados - de modo que, se algumas partes perdem, elas são compensadas pelos vencedores, e se os vencedores ficam com benefícios suficientes para os induzir a continuar a sua actividade, então o resultado é um projecto benéfico para todos, e deve obter autorização para ser prosseguido. Esta é a filosofia básica. Se o projecto falhar este teste e os impactos negativos superarem os benefícios, então o projecto não é socialmente viável.

O papel do governo é determinar que outros tipos de direitos de propriedade devem ser

mantidos - por exemplo, espectadores inocentes, do ponto de vista dos “direitos” à qualidade do ar e à água, saúde e outros aspectos. Os governos têm um papel e são responsáveis na definição de níveis seguros. Esta argumentação leva à conclusão de que os custos do projecto devem incluir todos os custos externos, de modo que a “renda” seja depois destes custos – e a tributação deve basear-se nesta noção líquida de “renda”, isto é, o governo não deve tributar de modo tão elevado que o projecto fique sem capacidade para efectuar os pagamentos necessários para eliminar quaisquer externalidades prejudiciais causadas pelo projecto.

Além disso, há uma forte preferência por parte dos governos anfitriões, para eliminar a “renda” de modo a que o operador não consiga um prémio injustificável pelo seu investimento em dinheiro e esforços. Por outro lado, os operadores dos projectos propostos querem ter a certeza de que podem ganhar, pelo menos, o seu custo de capital (ou uma ‘taxa mínima’ básica semelhante) acrescido de um prémio pelos vários riscos que enfrentam, declarado como um complemento da taxa de retorno mínima aceitável. A taxa mínima de um determinado operador tende a ser um segredo bem guardado.

b) Princípios de Política Tributária Sólida

Os parágrafos que se seguem descrevem o padrão da política tributária aceite internacionalmente:

Receitas. A primeira questão é normalmente a adequação do imposto como uma fonte de receita. Claramente, os impostos são a base das operações do governo. O imposto também deve ser estável na sua qualidade de fonte de receita, sem um impacto negativo sobre o crescimento económico estável e não inflacionário.

Equidade. A segunda questão tradicional é a equidade percebida do imposto. Isto não é relevante na área de petróleo e gás, salvo o facto de ser, naturalmente, injusto, mudar as regras de forma retroactiva, algo que é sensatamente proibido pelo artigo 127 da Constituição de Moçambique. Do ponto de vista do contribuinte comercial, a questão importante não é a equidade mas se o retorno sobre o investimento, depois de se cumprirem os impostos e outras obrigações, é suficiente para estimular o investimento de dinheiro no projecto. A viabilidade do projecto depende, em grande parte, na percepção de risco do país, incluindo a corrupção, a instabilidade legal e o risco de expropriação. Moçambique é um participante recente, cujos riscos a este respeito são difíceis de avaliar por uma Concessionária.

Outro aspecto da equidade é o impacto fiscal, ou seja, a questão daquilo que o contribuinte obtém do governo relativamente a aquilo para o qual contribui. Isto não pode ser calculado, no caso de uma lei tributária de petróleo e gás.

Administrabilidade. A colecta de um imposto deve ser certa, conveniente e económica. É possível que, por exemplo, um imposto possa gerar um fluxo substancial de receitas, mas que a sua complexidade seja tão grande que os encargos administrativos vão neutralizar largamente as receitas, tornando o imposto ineficaz num sentido fiscal. Os encargos podem consistir em custos administrativos para o governo ou em custos de cumprimento para os contribuintes, ou numa combinação dos dois. Além disso, a administração tributária deve ser honesta e competente porque, caso contrário, a tributação não pode ser justa, simples, clara, ou neutra.

Visto que Moçambique carece de uma administração fiscal experiente, a administrabilidade é de especial importância. Isto não é para ser desagradável, o IRS americano é incapaz de administrar completamente as suas leis, o que resulta numa enorme “lacuna fiscal” anual (o Departamento do Tesouro considera uma perda de 17% das receitas correctas), apesar de uma administração que já existe há quase 100 anos num país relativamente rico, cuja Congresso pretende colectar os seus impostos e que tem um serviço de receitas considerado livre de corrupção.

Transparência. Este é um parente próximo da administrabilidade. A ideia é que as normas jurídicas - incluindo as regras fiscais - devem ser claras (“transparentes”), e não devem ser, por exemplo, apenas entendidas pelos contribuintes que têm condições para pagar um aconselhamento fiscal caro. O termo é de origem mais recente e é comum na Europa e entre os economistas e especialistas em políticas tributárias em geral. Quanto mais transparente for a lei, mais segura é contra os abusos.

Simplicidade. Um imposto deve ser livre de dúvida interpretativa, ter significados e propósitos óbvios. Além disso, não deve encorajar um comportamento indesejado de manipulação do imposto.

Neutralidade. Os impostos devem ser compatíveis com o mercado livre. Um imposto é “eficaz” no sentido económico se, por cada dólar de receita, houver uma interferência mínima com as decisões do livre mercado que seriam tomadas pelas pessoas na ausência do imposto. Essas decisões - sobre o grau de esforço no trabalho e o grau de lazer, sobre o quanto poupar e o quanto consumir, o quanto consumir de um produto em comparação com outro produto, o quanto gastar em educação, etc. - provavelmente levam a uma atribuição óptima de recursos num mercado livre perfeito, e geralmente devem ser tão pouco distorcidas quanto possível pela imposição de um imposto, a menos que a distorção ou correcção seja desejada como uma questão de política pública. O conceito parece óbvio; a fim de evitar a má atribuição de recursos, incluindo a má atribuição causada por práticas de evasão (ou conformidade) fiscal, o sistema fiscal não deve estar em conflito com o sistema do mercado livre, a menos que o conflito seja intencional.

No entanto, quando se fala de impostos (ou incentivos fiscais) o sujeito deixa de ser simples. Por um lado, a *falta* de um imposto pode implicar um conflito. Por exemplo, se poluição nociva gerada no decurso do fabrico de um bem de consumo não é tributada, então o preço do produto será demasiado baixo, resultando na produção e no consumo excessivo, em comparação com o nível de produção que poderia ocorrer se o bem suportasse a totalidade dos seus custos ambientais. Este tema é de grande interesse para os economistas.

Considerações Macroeconómicas. Uma preocupação conexa é que o imposto seja consistente com os valores macroeconómicos (estudo da economia como um todo). Esse corpo de aprendizagem geralmente prefere um crescimento constante, altos níveis de emprego e a inflação mínima. Um imposto nacional bem formado não irá estimular a inflação, nem encorajar uma recessão. Esta consideração não se enquadra com uma legislação tributária de petróleo e gás, que é apenas uma parte de um quadro muito maior, e que não se considerada mais no presente memorando.

Política Tributária na Prática. A grave falta de disponibilidade pública de dados empíricos dificulta o estudo de todos estes critérios. A legislação tributária tende a nascer no caldeirão do

debate político, influenciado pelas modas económicas do dia. Mesmo se houver estudos sistemáticos de acompanhamento da legislação fiscal, estes raramente estão disponíveis ao público. Além disso, as influências particulares impedem muitas vezes os governos de libertar muitos dados úteis.

Uma Base Tributável que Corresponde ao Rendimento Económico. Cada imposto (ou seja, um pagamento obrigatório a um governo, para além de uma remuneração para um serviço, ou uma penalidade) tem uma *base* à qual se aplica uma *taxa de tributação*. As taxas são simples; a concepção das bases é complicada. É importante assegurar que a base para um imposto sobre o rendimento contempla uma medida realista do “rendimento”, o que implica uma definição *legal*, que não varia muito de “rendimento económico”, ou então o imposto corre o risco de ser irrealista e arbitrário. Os economistas derivaram uma definição de rendimento, conhecida como a definição de Haig-Simons, designada de acordo com os seus criadores. O que se segue é a definição teórica de rendimento segundo Haig-Simons¹, que é muito preferida pelos economistas e frequentemente utilizada por teóricos do imposto de rendimento, como um possível padrão para reformar um imposto de rendimento e para manter as bases tributáveis realistas:

O rendimento pessoal pode ser definido como a soma algébrica: (1) do valor de mercado dos direitos exercidos no consumo [para o ano] e (2) da mudança no valor do total dos direitos de propriedade entre o início e o fim do [ano] em questão.²

As palavras “valor de mercado do direito exercido no consumo” não são relevantes aqui porque as empresas - ao contrário de seres humanos - não se envolvem em “consumo”, excepto em casos menores, tal como a compensação excessiva para os directores. As variações do património líquido (o valor dos activos da entidade menos os passivos) podem ser negativas ou positivas. Por exemplo, se uma empresa suspendeu as suas operações e viveu a partir do seu capital durante um ano, haveria uma redução do seu património líquido que não seria compensada por uma quantidade igual de consumo pessoal.

A definição teórica do economista sofre do problema prático de o património líquido do contribuinte se valorizar todos os anos. Os sistemas de imposto de rendimento evitam este problema ao medirem as alterações no património líquido apenas quando os rendimentos ou perdas se *realizam* por meio de uma venda, troca ou outra transacção palpável (conhecida como *facto gerador de imposto*). A recusa pragmática dos governos em recorrer às avaliações anuais para a medição dos rendimentos, abre completamente as portas à possibilidade de os contribuintes poderem decidir exactamente quando enquadrar os seus factos geradores de imposto. Isto é verdade em Moçambique assim como em todo o mundo.

c) Estratégia recomendada

Cada imposto consiste de uma taxa e de uma base. A base dos impostos de rendimento é sempre complicada e sujeita a alterações. A implementação das alterações é dispendiosa para os governos e contribuintes. As alterações das taxas são fáceis. Os contribuintes, de facto, não acreditam que, no futuro, irão ter direito à mesma taxa de imposto que têm agora, porque eles sabem que as receitas do governo precisam de mudar, portanto, embora eles possam reclamar aumentos da taxa, a base para a sua oposição é fraca, a menos que o aumento se constitua num confisco, tal como

¹ O seu trabalho, por sua vez, baseia-se no trabalho de Von Schanz e Davidson.

² H. Simons, PERSONAL INCOME TAXATION 50 (1938).

impor um imposto que resulta num imposto superior ao rendimento.

Se um país tem uma base tributária muito complicada, prejudica a sua reputação de bom senso e o consultor desencoraja seriamente a opinião em relação a ser um país onde se pode investir. Por outro lado, assim que um país demonstra ter um conjunto claro de leis tributárias e de leis conexas e as implementa de forma justa e profissional, a atracção pelo país (e a capacidade de atrair Concessionárias novas e de aumentar os seus impostos sobre Concessionárias novas) aumenta.

À luz disto, penso que, encarado a uma grande distância, seria prudente Moçambique procurar simplificar o projecto de lei, planear a sua administração de forma justa e sem correr riscos de corrupção, e aumentar as suas taxas no futuro. Para otimizar esta estratégia, as actuais concessionárias deveriam obter apenas partes relativamente pequenas do tesouro nacional dos recursos naturais, de modo a controlar o “custo fiscal” de taxas menores nos primeiros anos, a favor de uma maximização das taxas globais a longo prazo (ou seja, recomenda-se o começo com projectos pequenos.) Outros têm uma opinião diferente e consideram que se deve extrair até ao último centavo de “renda” logo desde o início, mas também concordam que as receitas seriam optimizadas, em condições normais, por leis simples e por uma boa administração.

IV. Avaliação Técnica do Regime Específico – Projecto de Lei

Como uma observação preliminar, o autor fala um pouco de Português, mas não o suficiente para usar o original de forma eficaz nos casos raros em que não consiga entender a tradução em Inglês. O autor é de opinião que a tradução é muito boa.

A conclusão geral é de que o projecto de lei necessita de uma revisão substancial para torná-lo mais funcional. Além disso é complexo.

O autor tomou a liberdade de inserir o projecto de lei e tecer comentários em **vermelho** próximo de cada segmento da lei que pareça necessitar de melhorias, às vezes no texto, às vezes por baixo do texto e às vezes em ambos.

O autor não está seguro de que um contracto de Concessão poderia de alguma forma descartar a lei fiscal. Isto deve ser esclarecido. É impressão do consultor que a lei prevalece e, assim, deveria ser dito explicitamente na lei.

REGIME ESPECÍFICO DE TRIBUTAÇÃO PARA AS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS

FUNDAMENTAÇÃO

O actual regime fiscal aplicável ao sector petrolífero, foi aprovado pela Lei n.º 12/2007, de 27 de Junho, contudo, considerando a actual realidade sócio económica do País e o efeito aprendido resultante da sua aplicação, constatou-se a necessidade de proceder-se a revisão da mesma com vista a:

- Torná-lo mais adequado às boas práticas internacionais aplicáveis a tributação do sector petrolífero;
- Congregar em um único diploma legal as matérias fiscais relevantes para o sector, criando assim, um regime mais abrangente de tributação específica da actividade petrolífera;
- Possibilitar uma fácil consulta e interpretação pelos sujeitos passivos das regras fiscais do sector;
- Garantir a melhoria do ambiente de negócios; e
- Garantir maior eficácia da acção tributária nos projectos do sector.

A proposta clarifica a incidência do Imposto sobre a Produção do Petróleo, definindo de forma mais precisa o conceito de Petróleo Produzido, os sujeitos do imposto e a delimitação territorial das operações petrolíferas.

Tendo em vista trazer para a lei determinados aspectos constantes em contratos de concessão individualizados, a proposta introduz regras específicas para o sector relativas ao Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas aplicáveis ao sector nomeadamente:

- Delimitação (*Ring fencing*), por forma a restringir a transmissibilidade de custos e proveitos entre diferentes concessões na determinação da matéria colectável;
- Definição de Custos específicos do sector, determinando de forma clara os custos aceites e os não aceites para efeitos fiscais;
- Especificação de taxas de reintegração e amortização tendo em conta a particularidade dos activos usados neste sector de actividade; e
- Indicação do tratamento às mais-valias geradas nas transacções específicas realizadas em conexão com operações petrolíferas.

A proposta inclui também normas relativas à encargos parafiscais a que os empreendimentos petrolíferos estão sujeitos e procede à actualização da lista de bens equiparados a classe K.

Para a economicidade na manipulação da legislação, a presente Proposta inclui também o regime de benefícios fiscais aplicável ao sector, presentemente estabelecido pela Lei n.º 13/2007, de 27 de Junho.

É nestes termos que se apresenta ao Conselho de Ministros o presente projecto de Lei que aprova o Regime Específico de Tributação das Operações Petrolíferas, propondo-se a sua submissão à Assembleia da República para a respectiva aprovação.

Maputo, Abril de 2013



REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE

Assembleia da República

Lei n.º /2013

de de

Havendo necessidade de actualizar a legislação tributária, especialmente relativa à actividade

petrolífera aprovada pela Lei nº 12/2007, de 27 de Junho, ao abrigo do disposto no n.º 2 do artigo 127, conjugado com a alínea o) do n.º 2 do artigo 179 da Constituição da República, a Assembleia da República determina:

Artigo 1. É aprovado o Regime Específico de Tributação para as Operações Petrolíferas e o respectivo regime de benefícios fiscais, anexos à presente Lei e dela fazendo parte integrante.

Artigo 2. É revogada a Lei nº 12/2007 e a Lei nº 13/2007, ambas de 27 de Junho, bem como a toda a legislação que contrarie a presente Lei.

Artigo 3. Compete ao Conselho de Ministros regulamentar a presente Lei no prazo de 90 dias contados da data da sua publicação.

Artigo 4. A presente Lei entra em vigor à 1 de Janeiro de 2014.

Aprovada pela Assembleia da República aos.....

O Presidente da Assembleia da República, *Verónica Nataniel Macamo Ndlovo*

Promulgada em,

Publique-se

O Presidente da República, **ARMANDO EMÍLIO GUEBUZA**

REGIME ESPECÍFICO DE TRIBUTAÇÃO PARA AS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS

CAPÍTULO I

Disposições Gerais

Artigo 1

(Definições)

Para efeitos da presente Lei considera-se:

- a) **Activos imobiliários** - jazigos, e depósitos de petróleo, situados em território moçambicano bem como Contrato de Concessão abrangendo participações directas ou indirectas nas entidades titulares de um Contrato de Concessão e quer sejam detidas por residentes ou não residentes;

- b) **Concessionária** - uma das partes contratantes de um Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção de Petróleo, a quem são atribuídos direitos de pesquisa e produção de petróleo nos termos da legislação aplicável;
- a) **Contrato de Concessão** - Contrato administrativo mediante o qual o Estado confere a uma pessoa moçambicana ou pessoa jurídica estrangeira registada em Moçambique o direito para a realização de operações petrolíferas **[qualquer pessoa que não seja de nacionalidade moçambicana ou que seja uma empresa estrangeira registada pode realizar Operações Petrolíferas? Se não, diga “, e apenas uma tal pessoa”, depois de “Moçambique” para eliminar a ambiguidade];**
- c) **Custos de desmobilização** – custos aprovados pela Autoridade Competente **[se este é um termo definido, então defina-o ou deixe-o em letras minúsculas. Eu não vejo uma definição]**, relacionados com a planificação, preparação e implementação das actividades de encerramento das operações petrolíferas, incluindo desmantelamento, demolição ou desmontagem e a remoção de instalações e equipamentos utilizados na produção e ainda a restauração e recuperação da área para as condições ecologicamente similares às existentes antes do início da extracção do petróleo;
- d) **Data efectiva** – data do visto do Contrato de Concessão pelo tribunal administrativo;
- e) **Depósito de petróleo** - uma acumulação de petróleo **[ou de gás natural]** numa unidade geológica limitada por rochas características, estruturais ou estratigráficas, com superfícies de contacto entre o petróleo e a água na formação, ou uma combinação destes de tal forma que todo o petróleo esteja em comunicação sob pressão através de líquido ou gás; ou parte de uma unidade geológica, tal como xistos betuminosos ou carvão, contendo petróleo, que tenha sido delineada para efeitos de pesquisa e produção de petróleo;
- f) **Descoberta de petróleo** – primeiro petróleo encontrado numa estrutura geológica através de perfuração, que é recuperável à superfície por métodos empregues no decurso de operações petrolíferas na Área do Contrato quer tenha interesse comercial potencial ou não;
- g) **Despesas de Pesquisa** - todos os custos directos e indirectos afectos ao **[isto pretende referir-se ao “estabelecimento permanente” no sentido tributário? O que se entende por estabelecimento?]** empreendimento, incorridos na procura de Petróleo na Área do Contrato;

Comentário: Não se definiu uma Área de Contrato, mas deveria ter sido.

- h) **Despesas de Desenvolvimento** - todas as despesas incorridas pelo concessionário ou operador nas actividades de planificação, preparação, construção, instalação de uma ou mais infra-estruturas para a produção de petróleo, incluindo a abertura de poços para a condução de operações petrolíferas;

- i) **Despesas Operacionais** - todas as despesas incorridas nas operações petrolíferas após o início da Produção Comercial e que não constituam custos de Pesquisa, Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção, Despesas Gerais e Administrativas e Custos de Serviços;

Comentário: estes termos não estão definidos.

- j) **Direitos petrolíferos** – detenção de direitos sobre empreendimentos petrolíferos ou participações sociais dos mesmos;
- k) **Empresa Afiliada** - significa, relativamente a qualquer Pessoa que constitui a Concessionária, toda a empresa-mãe que, directa ou indirectamente, controle essa Pessoa, ou qualquer empresa que seja directamente controlada por essa Pessoa, ou qualquer empresa que, directa ou indirectamente, seja controlada por essa empresa-mãe.

Para efeitos da definição anterior considera-se que:

- i. uma empresa é directamente controlada por outra empresa ou empresas quando estas detenham acções ou outras participações no capital social daquela que representem, no seu conjunto, mais de 50% (cinquenta por cento) dos direitos de voto nas assembleias gerais **[ou valor]**; e

Comentário: usar o valor para evitar situações em que, por exemplo, advogados detêm participações para o benefício de um cliente. Isto é uma formulação comum nos EUA

- ii. uma determinada empresa é indirectamente controlada por uma empresa ou empresas (“empresa ou empresas-mãe”) quando seja possível identificar uma série de empresas, partindo da empresa ou empresas-mãe e terminando com essa empresa determinada, relacionadas de tal forma que cada uma das empresas da série, à excepção da empresa ou empresas-mãe, é directamente controlada por uma ou mais das empresas que a precedem na série;
- iii. **Há também o controlo directo ou indirecto de uma Pessoa ou empresa, se essa Pessoa ou empresa está sob o controlo prático de outra Pessoa ou empresa, independentemente de esta funcionar separadamente ou em colaboração com outra parte ou partes.**

Comentário: os advogados destacam-se em quebrar o controlo formal. A Secção 482 da lei tributária dos EUA usa “controlo prático”,} que provou ser eficaz, em conexão com a investigação de uma fixação de preços inapropriada entre as partes relacionadas.

- l) **Gás natural** - Petróleo que nas condições atmosféricas normais se encontra no estado gasoso, bem como gás não convencional, incluindo gás metano associado ao carvão e gás de xistos betuminosos, **propano e butano**;

Comentário: Eu acho que não é uma definição correcta do gás natural. Na minha opinião é uma mistura de gases de hidrocarbonetos.

Comentário: pode haver outros gases, tal como o hélio, o que é altamente valorizado. Eu recomendo definir o gás natural como qualquer um de vários gases de hidrocarbonetos, incluindo o gás de xisto, propano e butano

- m) **Operações Petrolíferas** - planificação, preparação e implementação das actividades de reconhecimento, pesquisa, desenvolvimento, produção, armazenagem, transporte, cessação de tais actividades ou o término do uso de infra-estruturas, incluindo a implementação do plano de desmobilização, venda ou entrega de petróleo até ao ponto de exportação ou fornecimento estipulado, sendo este o ponto onde o petróleo é entregue para o consumo ou uso, ou carregado como mercadoria, incluindo na forma de gás natural liquefeito;
- b) **Pessoa moçambicana** – qualquer pessoa jurídica constituída e registada nos termos da legislação moçambicana, com sede no país, e na qual o respectivo capital social pertença em mais de cinquenta e um por cento **[legalmente, beneficentemente ou em conjunto]** por cidadãos nacionais ou sociedades ou instituições, privadas ou públicas, moçambicanas, ou por estas controladas **[“visto que o controlo é definido acima para fins de encontrar Empresas Associadas”]**;

Comentário: isto é por razões de consistência

- c) **Petróleo** – petróleo bruto, gás natural ou outras concentrações naturais de hidrocarbonetos, no estado físico em que se encontrem no subsolo, produzidos ou capazes de serem produzidos a partir de ou em associação com o petróleo bruto, gás natural, betumes e asfaltos **incluindo condensados e destilados**;
- n) **Petróleo bruto** - petróleo mineral bruto **O consultor sugere “Petróleo na forma de petróleo bruto, incluindo”**, asfalto, ozocerite e todos os tipos de petróleo e betumes, no seu estado natural quer sólido ou líquido, ou obtidos a partir do gás natural por condensação ou extracção, excluindo o carvão ou qualquer substância susceptível de ser extraída do carvão;

Comentário: Embora o termo “óleo mineral” seja frequentemente utilizado, acredito que tal coisa, formalmente, não existe. Em qualquer caso, o Petróleo é de natureza orgânica, não mineral

- o) **Petróleo de custo** –parcela de petróleo produzido à disposição da concessionária para recuperação dos custos e despesas incorridos com a realização das operações petrolíferas, conforme estabelecido neste regime;
- p) **Petróleo Disponível** - saldo de petróleo remanescente após a retirada da parcela de petróleo produzido, necessária para satisfazer a obrigação do pagamento do imposto sobre a produção;
- q) **Petróleo lucro** - parcela de petróleo disponível que exceda o petróleo de custo, que é atribuída às partes nos termos previstos neste regime;

r) **Petróleo Produzido** - o Petróleo que tenha sido extraído de um depósito de Petróleo, inicialmente separado e processado em Petróleo Bruto, condensado ou Gás Natural, *medido no ponto de medição aprovado pelo Governo, para efeitos de pagamento do imposto sobre a produção, incluindo quaisquer volumes de Petróleo perdidos em resultado de deficiências ou negligência durante as operações petrolíferas*. A mesma definição aplica-se a “Petróleo Bruto Produzido”, “Condensado Produzido” e “Gás Natural Produzido”, consoante o caso;

Comentário: Os termos sublinhados não estão definidos. Como é que se mede o petróleo perdido? A proposta é uma boa ideia do ponto de vista ambiental, mas eu acho que é melhor tratá-la como lei ambiental, porque aumenta a complexidade da lei

s) **Ponto de Entrega** - no caso do Gás Natural, a falange de entrada do gasoduto de transporte e, no caso do Petróleo Bruto e do Condensado, a falange de entrada do navio-tanque de levantamento ou outro meio de transporte **na área de Concessão** ou, em qualquer dos casos, um qualquer outro local que venha a ser definido pelo Governo no Contrato de Concessão;

Comentários: O termo sublinhado não está definido. Além disso, os campos de gás estão ligados por tubulações de recolha, por sua vez normalmente conectados a um gasoduto de transmissão. O significado do termo “gasoduto de transporte” deve ser clarificado. É um tubo de recolha? O tubo final grande? Outra coisa?

t) **Produção** – actividades de extracção de petróleo dos depósitos de petróleo no subsolo, incluindo a perfuração para produção de petróleo, injeção para melhoramento da recuperação, separação e tratamento, incluindo liquefacção, armazenagem, medição e preparação para o carregamento e transporte de petróleo a granel e operação e uso das infra-estruturas para a produção de petróleo;

u) **Produção Comercial** - a produção de Petróleo e a entrega do mesmo, no Ponto de Entrega, ao abrigo de um programa de produção e venda, conforme estabelecido num plano de desenvolvimento e suas eventuais alterações.

Comentário: não é claro para mim o que é que as palavras sublinhadas realmente significam e se as mesmas deveriam ser um termo definido

Artigo 2

(Objecto)

A presente Lei estabelece os regimes de tributação e de benefícios fiscais das operações petrolíferas.

Artigo 3

(Âmbito de aplicação)

A presente Lei aplica-se as pessoas moçambicanas e pessoas jurídicas estrangeiras registadas em Moçambique, que realizam ou estejam envolvidas em operações petrolíferas ou relacionadas com o sector petrolífero, ao abrigo de um Contrato de Concessão sujeito a jurisdição moçambicana.

Comentário: Útil, mas sobre os indivíduos? Será que eles escapam deste regime fiscal? Nada parece impedir “Operações Petrolíferas” por indivíduos. Talvez um contrato de concessão só se aplica a pessoas jurídicas.

Artigo 4

(Impostos específicos para as operações petrolíferas)

As pessoas e entidades, incluindo as não residentes, que realizam ou estejam envolvidas em operações petrolíferas ou relacionadas com o sector petrolífero, para além de outros impostos previstos no sistema tributário, incluindo os autárquicos, estão sujeitas ao Imposto sobre a Produção do Petróleo – IPP, bem como às regras específicas do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas - IRPC, previstas no presente Regime.

CAPÍTULO II

Comentário geral: Esta secção é excessivamente complicada e substitui acordos de royalties, que podem ser estruturados de forma muito mais simples. O presente projecto solicita disputas sobre as valorizações e é vago. Eu recomendo a seguinte solução:

Use um sistema de royalties explícito, em vez do imposto sobre a produção. O royalty de facto torna-se na parte do governo oriunda da produção bruta sem despesas, qualquer que seja a situação económica da empresa. Os custos de produção de todo o petróleo e gás são da inteira responsabilidade da empresa.

Em troca desta simplicidade, esteja preparado para considerar reduzir ligeiramente as taxas propostas, digamos, em um ponto percentual cada, e para recolher os royalties das vendas da empresa, ou seja, dos valores reais que são pagos. Isto resulta num pequeno atraso no pagamento, em comparação com a tributação no momento da medição.

Se você rejeitar esta proposta e quiser usar os preços de cabeça de poço, então multiplique a produção vezes a taxa média das cotações do Platts Oilgram, ou outro reputado indicador de preços, para o tipo específico do petróleo (o Brent é de muito alta qualidade, por isso, dependendo da qualidade do petróleo de uma área de contrato específica, haverá provavelmente um desconto para colocar o petróleo noutra categoria de preço).

O uso dessa medida elimina discussões sobre os preços de venda para os produtores integrados e associados (que cria o problema de como se deve fixar o preço de “venda” imaginário a jusante). Exige o pagamento no prazo de 30 dias a partir da data de medição. A linguagem usada noutras situações é útil. A indústria de petróleo e gás irá considerar o conceito de royalty como claro e simples. Vão alegar que é “muito rude”, porque irão reclamar os custos de transporte, etc. Eu acredito que, na verdade, será um alívio em comparação com as complexidades de um imposto sobre a produção.

Os royalties e impostos do tipo IPP têm o mérito bem conhecido de garantir que, mesmo se a empresa perca dinheiro, o país ganha dinheiro na extracção dos recursos próprios. Se quiser aumentar o royalty ou IPP com rentabilidade, pode seguir o exemplo de um país como a Colômbia, que utiliza os royalties crescentes (de 5% a 25%). Aos 25%, a empresa obtém 75% das receitas, suporta todas as despesas e paga um imposto de rendimento sobre a sua participação. No entanto, visto que você já tem um sistema de partilha de produção, isso acrescentaria uma complexidade excessiva.

Nos EUA, o royalty é simplesmente visto como um direito de propriedade do titular, recebido como uma percentagem da produção livre de custos associados de produção. Este modelo tem funcionado muito bem, e é comparável a outros royalties, tal como o de livros e patentes. Noutras palavras, um royalty é uma parte reservada da produção. Assim, por exemplo, a participação do royalty da produção nunca se torna em rendimento do operador (Concessionária) e não está sujeita à exaustão pelo operador. Em contraste, você não permite uma dedução fiscal para o IPP no cálculo do imposto de rendimento. Já vi isto descrito como royalty na correspondência do Sr. Calu. Na minha opinião, em essência, é um royalty desnecessariamente complicado.

Fixação de preços do gás: Este é um assunto difícil, porque o gás não é fungível como o petróleo, e os seus preços variam entre regiões. Para efeitos de royalties nos Estados Unidos, a norma é vender o produto e dar ao titular do royalty a sua participação a partir dos preços reais de venda. A regra do IPP (e a minha versão proposta que mantém a “tributação no momento de medição”) faz com que a selecção de qualquer preço correcto seja feita por acaso. Existem várias soluções:

- Uma forma de simplificação seria assumir que o valor do gás é uma função do valor do petróleo. Este valor será a base para o royalty.
- Uma variação seria permitir um desconto. A Colômbia, por exemplo, permitiu um desconto de 20% sobre o preço de mercado dos crudes leves.
- Outra abordagem é esperar por um número real, ou seja o preço de venda, assegurando tratar os preços de venda aos associados com a desconfiança adequada.

Os comentários sobre a determinação de preços entre sociedades tratam disto de forma mais detalhada.

- **Há também opções intermédias, tais como aceitar o preço de venda real, sujeito ao direito do governo a usar o preço presumido, em caso de provas evidentes de que o preço “real” é exageradamente baixo.**
- **Outra abordagem é acompanhar de perto contratos de fornecimento utilizados pelos concorrentes em Moçambique.**
- **Devem-se utilizar, sempre que possível, os preços reais em vez de preços imputados, pois estes são artificiais.**

Recomendação: Abandone o IPP. Use um modelo de royalty e os preços de venda reais. Se você concluir que o IPP deve permanecer, então use sempre o preço real do gás extraído quando medido, enquanto na ausência do tal preço, use o preço do mercado mundial derivado do preço do petróleo bruto leve.

Seja realista; entenda que o propósito do royalty é oferecer uma receita imediata e protecção contra perdas incorridas pela Concessionária, e que a escolha de qualquer taxa será arbitrária. Não precisa de ser um imposto complexo para realizar este objectivo.

Apesar desta recomendação, o consultor produziu comentários sobre o IPP proposto.

Imposto sobre a Produção de Petróleo - IPP

Artigo 5

(Incidência objectiva)

O Imposto sobre a Produção de Petróleo incide sobre o valor do Petróleo Produzido nas áreas de concessão sujeitas a jurisdição moçambicana.

Artigo 6

(Incidência subjectiva)

São sujeitos passivos do IPP, pessoas moçambicanas e pessoas jurídicas estrangeiras registadas em Moçambique, que realizem ou estejam envolvidas em operações petrolíferas, ao abrigo de um Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção, sujeito a jurisdição moçambicana.

Artigo 7

(Facto gerador)

1. A obrigação tributária do IPP considera-se constituída no momento em que o Petróleo Produzido é medido na estação de medição definida pelo Governo.

Comentário: “considera-se” que possa surgir, ou é algo que surge realmente? Abaixo, parece que a venda determina o valor. Como é que a obrigação de pagar pode aparecer antes do valor ser determinado? Por que razão é relevante se o imposto incidir sobre o preço de venda, tal como ajustado abaixo?

2. Quando se trate de pagamento em espécie, a obrigação tributária considera-se **[Acho que o significado pretendido é “faz surgir”]** constituída no momento em que o Petróleo Produzido é vendido no ponto de entrega.

Comentário: O pagamento em espécie é raro no mundo real. Detalhes de como os pagamentos em espécie devem ser feitos são escassos e, portanto, podem resultar em negócios corruptos.

Artigo 8

(Base Tributável)

A base tributável do IPP é o valor do petróleo produzido.

Artigo 9

(Valor do Petróleo Produzido)

1. O valor do petróleo produzido é o valor de venda realizada pelo contribuinte, determinado tomando como base o preço FOB ou segundo condições equivalentes **[o que é que isto significa, algo equivalente ao preço FOB? A determinação normal dos preços de petróleo em Moçambique é FOB, ou é um preço no terminal?]**, no ponto de entrega, quando o petróleo tenha sido vendido no mês a que corresponde o imposto a liquidar.

Quando exactamente ocorre uma “venda”? Quando o pagamento é feito, o contrato assinado, no momento da entrega?

2. O petróleo produzido num mês mas não vendido nesse mês, é avaliado em função do preço da última venda realizada pelo contribuinte. **[Razoável, mas isso pode estimular contratar um “último preço de venda” baixo e falso.]**
3. Caso não existam vendas **[prior - prévias]**, para determinar o valor do petróleo produzido deve tomar-se como base o preço de referência do mercado internacional.
4. Os critérios para determinação do preço de referência do mercado internacional devem ser definidos em regulamentação específica.

Comentário: Não é necessário se se usar uma medida específica na lei, como pode ser feito.

5. Para a determinação do valor do petróleo produzido considera-se o seguinte:

- a) No caso de venda no ponto de entrega, respeitadas as condições FOB, ou segundo condições equivalentes, o preço a pagar por ele, desde que tenha sido observado o princípio das entidades independentes;

Comentário: “de acordo com condições equivalentes” é uma frase obscura. É importante entender que grandes quantidades de dinheiro podem estar envolvidas, portanto, as disputas podem ser de grande valor para o governo e o contribuinte. Isto resulta em perdas de tempo e recursos para ambas as partes.

- b) No caso de venda no ponto de entrega, segundo condições que não sejam FOB nem equivalentes, o preço a pagar por ele, deduzidos os custos com o transporte e entrega do petróleo a jusante do ponto de entrega, desde que tenha sido observado o princípio das entidades independentes;

Comentário: razoável. Isto pode ser usado para medir a venda sob um simples royalty. Eu penso que as receitas das vendas brutas para a empresa de petróleo e gás seria o método mais simples.

6. Para efeitos do presente artigo, o preço a pagar é o valor que é pago pelo comprador se o petróleo produzido fosse entregue pelo concessionário e recebido pelo comprador, sem qualquer compensação de montantes relativos a eventuais créditos ou reclamações de eventuais créditos, e sem retenções de qualquer natureza **[Isto irá causar problemas]**.

7. O valor do Petróleo produzido deve ser, na medida em que tal Petróleo consista em Petróleo Bruto, determinado no final de cada mês civil, começando no mês civil em que tenha início a Produção Comercial de Petróleo Bruto. No caso de tal Petróleo consistir em Gás Natural, o seu valor deve ser determinado no final de cada mês civil, começando no mês em que tenha início a entrega comercial no Ponto de Entrega.

8. O valor para cada qualidade de exportação individual de Petróleo Bruto, deve ser:

- a) no caso de vendas a Empresas não-Afiliadas, o preço médio ponderado por barril no Ponto de Entrega de cada declaração de venda ou de exportação de Petróleo Bruto, apurado por referência aos preços FOB (com o significado definido nos INCOTERMS), a que esse Petróleo Bruto tenha sido vendido pela Concessionária, durante esse mês civil; ou
- b) no caso de vendas a um terceiro em condições diferentes das condições FOB para efeitos deste Regime, deve ser aplicado um preço FOB calculado sob a forma líquida (“net-back”) estabelecido através da dedução ao preço acordado, dos custos reais e directos incorridos pela Concessionária no cumprimento das obrigações decorrentes dos respectivos contratos de venda a que acresçam as obrigações inerentes a um contrato de compra e venda FOB,

- c) no caso de vendas a Empresas Afiliadas, o preço que for acordado entre o Ministério dos Recursos Minerais, o Ministério das Finanças, conjuntamente, e a Concessionária com base nos seguintes factores:
- i. o preço médio ponderado FOB do mês civil para o Petróleo Bruto de classificação *Brent*, ou outra classificação apropriada de Petróleo Bruto para a produção e para o período em questão. A média ponderada basear-se-á nos dias de cada mês civil em que um preço de fecho estiver cotado no relatório de cotações “*Platts Oilgram*”. São ignorados os dias sem cotações de preços, como os fins-de-semana e dias feriados;
 - ii. um prémio ou desconto sobre o preço do Petróleo Bruto de classificação *Brent*, ou qualquer outra classificação apropriada de Petróleo Bruto para a produção em questão, a determinar por referência à qualidade do Petróleo Bruto produzido a partir da Área do Contrato e o custo de colocação desse Petróleo Bruto no mercado.
9. Nos casos em que o Ministério que tutela a área dos petróleos, o Ministério que tutela a área das Finanças, conjuntamente, e a Concessionária não consigam acordar um preço nos termos da alínea c) do nº 8, do presente artigo, são adoptados os seguintes procedimentos por forma a determinar o prémio ou desconto referidos no citado artigo:
- a) o Ministério que tutela a área dos petróleos, o Ministério que tutela a área das Finanças, conjuntamente, e a Concessionária apresentam um ao outro as suas avaliações do prémio ou desconto, juntamente com uma explicação dos factores-chave considerados na determinação do prémio ou desconto;
 - b) se o prémio ou o desconto apresentados separadamente pelo Ministério que tutela a área dos petróleos, o Ministério que tutela a área das Finanças, conjuntamente, e pela Concessionária estiverem, relativamente um ao outro, compreendidos no intervalo do equivalente à 10 US ¢ (dez Cêntimos do dólar dos Estados Unidos da América) por barril, deve ser calculada a média para efeitos de fixação do valor final do Petróleo Bruto;
 - c) se o prémio ou o desconto apresentados separadamente pelo Ministério que tutela a área dos petróleos, o Ministério que tutela a área das Finanças, conjuntamente, e pela Concessionária divergirem em mais do equivalente à 10 US ¢ (dez Cêntimos do dólar dos Estados Unidos da América) por barril, cada um deles apresentará de novo ao outro, no 3º (terceiro) Dia Útil a contar da primeira troca de informação, um prémio ou desconto revisto;
 - d) se o prémio ou o desconto apresentados separadamente pelo Ministério que tutela a área dos petróleos, o Ministério que tutela a área das Finanças, conjuntamente, e pela Concessionária na segunda troca de informação estiverem compreendidos, relativamente um ao outro, no intervalo do equivalente à 10 US ¢ (dez Cêntimos do dólar dos Estados Unidos da América)

por barril, deve ser calculada a média para efeitos de fixação do valor final do Petróleo Bruto;

- e) se o prémio ou o desconto apresentados na segunda troca de informação divergirem em mais do equivalente à 10 US ¢ (dez Cêntimos do dólar dos Estados Unidos da América) por barril, a questão deve ser submetida à decisão de um perito independente, o qual deve estabelecer um preço com base nos critérios enunciados na alínea c) do nº .8, mas sempre dentro dos limites estabelecidos pelas Partes nos termos da alínea d) do nº.9, todos do presente artigo.

10. O valor calculado para o Gás Natural produzido a partir dos jazigos da Área do Contrato deve ser:

- a) no caso de vendas a Empresas não-Afiliadas, o preço médio ponderado por Gigajoule de Gás Natural de especificação comercial no Ponto de Entrega em que tal Gás Natural tenha sido entregue pela Concessionária durante esse mês civil, deve ser o preço médio ponderado por Gigajoule de todo o restante Gás Natural de especificação comercial entregue durante o mesmo mês civil proveniente de jazigos sujeitos à jurisdição da República de Moçambique e a média ponderada de preços disponíveis afixados ou publicitados para combustíveis alternativos ao Gás Natural para consumidores industriais de grande dimensão, incluindo geradores eléctricos, no mercado onde os mesmos tenham sido entregues aos consumidores finais.

Comentário: será que isto vai incentivar a queima de gás? Se assim for, é lamentável para a economia e o meio ambiente. Libertar o gás é pior em termos ambientais.

- b) no caso de vendas a Empresas Afiliadas, o preço estipulado na alínea a) supra para vendas a Empresas não-Afiliadas ou o preço acordado entre o Ministério que tutela a área dos petróleos, o Ministério que tutela a área das Finanças, conjuntamente, e a Concessionária.

11. Os trâmites previstos nos números anteriores não produzem efeitos suspensivos sobre quaisquer obrigações da concessionária para com o Estado que devem ser cumpridas com base no preço determinado residual e conjuntamente entre o Ministério que tutela a área dos petróleos, o Ministério que tutela a área das Finanças.

No caso de o Governo celebrar com a Concessionária um Contrato comercial de Compra e Venda de Gás e/ou de Petróleo Bruto para a compra, pelo Governo, de Petróleo Bruto e/ou de Gás Natural à Concessionária, o preço de tais vendas não deve exceder o preço do Petróleo Bruto e/ou do Gás Natural proveniente da Área do Contrato vendido a Empresas Afiliadas, conforme estabelecido na alínea c) do nº2, e alínea b) do nº10, ambos do presente artigo.

Artigo 10

(Correcção da base tributável)

1. A administração tributária pode proceder à correcções, alterando o valor tributável declarado, quando se verifique que os preços utilizados pelo contribuinte não estão de acordo com os preços praticados nos mercados de referência ou que os mesmos se afastam dos preços normais de mercado entre comprador e vendedor independentes.
2. Do valor tributável apurado nos termos do n.º 1 do presente artigo é notificado o sujeito passivo, podendo recorrer para o Tribunal Fiscal competente.

O contribuinte vai prevalecer se e somente se a posição do governo for arbitrária e caprichosa.

Comentário: esta formulação adicional acompanha a secção 482 do Código Tributário dos EUA (Internal Revenue Code), que tem sido uma ferramenta de governo eficaz. A sua força depende da carga pesada colocada sobre o contribuinte. Um tratado tributário entre os EUA e Moçambique iria ajudar a recolher informações quando se tratar de filiais norte-americanas. Estes casos de determinação de preços podem ser longos e arrastados. Há muito mais a ser dito sobre este assunto. A Secção 482 representa 70% do valor em dólares dos créditos no Tribunal Tributário dos EUA.

Uma solução é tratar as filiais como se fossem membros de um grupo consolidado que apresenta uma declaração de imposto unificada, ou seja, que não considere os negócios interempresas e espere por uma venda a um parceiro externo, imputando o ganho nos prejuízos sem ter em conta a filial, salvo para permitir que a mesma tenha uma parcela suficiente do preço de venda para compensar os custos de participação.

Para ilustrar este ponto: A e B são associados. B vende o produto, que comprou de A, a uma parte externa, não associada, por 100 unidades de conta. Os 100 vão apenas para A, excepto se B tiver o direito a recuperar os seus custos, decorrentes da sua participação, a partir dos 100.

Artigo 11

(Taxa)

As taxas do Imposto sobre a Produção do Petróleo são as seguintes:

- a) 10% para o petróleo bruto,
- b) 6% para o gás natural.

Comentário: muito bem

Artigo 12

(Liquidação)

1. A liquidação do IPP é efectuada pelos sujeitos passivos a que se refere o artigo 6.
2. O IPP resulta da aplicação da taxa referida no artigo 11, ao valor do petróleo produzido, determinado nos termos do artigo 9.

Comentário: muito bem, tendo em conta o uso de IPP.

Artigo 13

(Formas e local de pagamento do Imposto)

1. O pagamento do IPP é efectuado, regra geral, em dinheiro.
2. O IPP pode ser pago em espécie, por opção do Governo, em parte ou na totalidade, mediante notificação ao sujeito passivo.
3. Presume-se o pagamento em dinheiro, salvo se o Governo, por meio de notificação, com seis meses de antecedência, contados a partir do primeiro dia do mês a que se reportar o imposto, notifique o sujeito passivo para pagar o imposto em espécie.
4. O IPP deve ser pago junto dos serviços da administração tributária.

Comentário: muito bem.

Artigo 14

(Pagamento em Espécie)

1. Quando o Governo opte por cobrar o Imposto sobre a Produção em espécie, deve notificar o sujeito passivo por escrito no prazo referido no nº 3 do artigo anterior.
2. Notificado do pagamento do Imposto sobre a Produção em espécie, as quantidades mencionadas na notificação devem ser entregues a entidade designada pelo Governo, no Ponto de Entrega.
3. O pagamento em espécie na quantidade especificada na notificação, efectuada nos termos do número anterior, mantém-se até que o Governo proceda a uma nova notificação, fornecendo ao sujeito passivo instruções revistas.
4. A entidade referida no nº 2, deve entregar a administração tributária, o valor correspondente as quantidades recebidas a título de imposto sobre a produção, no mês seguinte ao da recepção.

Comentário: muito bem, só que é muito raro na prática e pode levar a problemas de corrupção.

CAPÍTULO III

Regras Específicas do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas

Comentário geral: enquanto os itens a seguir não são simples, constituem uma prática comum

e não constituem surpresa.

Artigo 15

(Âmbito de aplicação)

As regras específicas sobre o rendimento previstas no presente capítulo aplicam-se às pessoas moçambicanas e pessoas jurídicas estrangeiras registadas em Moçambique, sujeitas ao IRPC, incluindo os não residentes, que realizam ou estejam envolvidas em operações petrolíferas ou relacionadas com o sector petrolífero, podendo aplicar-se subsidiariamente as disposições do Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas - CIRPC.

Comentário: Não é claro o que significa “relacionados com o sector petrolífero”. O “não-residente” pode ser uma pessoa individual? Uma parceria? Porquê ir para além das Operações Petrolíferas?

Artigo 16

(Incidência objectiva)

O Imposto sobre o rendimento incide sobre os rendimentos **[lucros é a palavra certa aqui]** obtidos no exercício de operações petrolíferas ou relacionadas com o sector petrolífero.

Comentário: a mesma questão como em 15.

Artigo 17

(Incidência subjectiva)

São sujeitos passivos do Imposto sobre o rendimento, as pessoas moçambicanas e pessoas jurídicas estrangeiras registadas em Moçambique, incluindo os não residentes, que realizam ou estejam envolvidas em operações petrolíferas ou relacionadas com o sector petrolífero.

Comentário: a mesma questão como em 15.

Artigo 18

(Determinação da matéria colectável)

1. A determinação da matéria colectável do concessionário, limita-se a cada Concessão e diz respeito a cada ano fiscal.
2. O sujeito passivo deve obter um NUIT para cada Concessão e organizar uma contabilidade separada relativamente a cada um deles tal como resulta do número anterior.
3. Os custos e proveitos derivados de um Contrato de Concessão, só podem ser deduzidos ou imputados a esse mesmo Contrato de Concessão, relativamente a cada ano fiscal.

Comentário: deve-se esclarecer se a base tributável é apenas a quota da Concessionária ao abrigo das disposições de partilha de produção. Isto é crucial.

Artigo 19

(Princípio das entidades independentes)

1. Para efeitos do Imposto sobre o rendimento, as transacções respeitantes às actividades de reconhecimento, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo, são tratadas como se fossem conduzidas entre empresas independentes, aplicando-se o disposto no CIRPC:
 - a) As transacções respeitantes a diferentes Contrato de Concessão de um mesmo sujeito passivo;
 - b) As transacções respeitantes a um Contrato de Concessão e outras actividades do mesmo sujeito passivo;
 - c) As transacções respeitantes a actividades petrolíferas à jusante do Plano de Desenvolvimento/Ponto de Entrega;
 - d) Os serviços prestados por actividades a jusante do Ponto de Entrega;
 - e) Quaisquer transacções entre entidades com relações especiais tal como definidas no Código do IRPC.
2. Para efeitos do disposto no número anterior, a transmissão de um activo para um Contrato de Concessão separado é tratada como uma aquisição ou alienação do activo, consoante o caso.

O significado não é claro. Será que isto significa que há uma venda ou troca para que se possa impôr um imposto de rendimento?

3. Quando dois ou mais sujeitos passivos desenvolvam actividades de reconhecimento, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo, no âmbito de um mesmo Contrato de Concessão, cada um deles deve calcular o rendimento tributável das operações petrolíferas, relativamente a esse Contrato de Concessão separadamente, como se fossem empresas associadas efectuando transacções entre elas, e aplicando-se o princípio das entidades independentes.

Comentário: veja o comentário anterior sobre a Secção 482.

Artigo 20

(Proveitos ou ganhos)

Sem prejuízo do disposto no CIRPC, consideram-se ainda proveitos ou ganhos, derivados de empreendimentos petrolíferos, os seguintes:

- a) Os rendimentos resultantes da venda ou alienação de petróleo produzido;
- b) A compensação recebida por qualquer perda ou destruição de petróleo produzido e resultante de um contrato de seguro ou de outra fonte;

- c) Montantes recebidos pela venda de informação respeitante a operações petrolíferas;
- d) Mais-valias decorrentes da alienação, directa ou indirecta, de activos do empreendimento petrolífero, situados em território moçambicano, em relação ao qual é conduzida a operação;
- e) Não utilização de uma provisão relativa a custos **[exclua “Custos”, porque não foi definido]** de desmobilização de operações petrolíferas;

Comentário: Eu diria dedução fiscal anterior relativo a “Despesas de Desmobilização...”

A questão aqui é saber se o contribuinte pode deduzir os custos esperados, caso em que a reversão da dedução está correcta ou se o custo futuro deve ser pago a um fundo, caso em que a dedução só deve ser revertida se o contribuinte for reembolsado.

- f) Quaisquer outros montantes obtidos por virtude de operações petrolíferas, respeitantes ao empreendimento petrolífero.

Os impostos municipais normalmente são eliminados no Contrato de Concessão?

Artigo 21

(Custos ou perdas)

Sem prejuízo do previsto no CIRPC, consideram-se custos ou perdas os seguintes:

1. Custos Operacionais, tais como:
 - i. Funcionamento, assistência, manutenção e reparação de poços de produção e de injeção e todas as instalações de campo concluídas durante as Operações de Desenvolvimento e Produção;
 - ii. Planeamento, produção, controlo, medição e testes do fluxo de Petróleo, assim como a captação, arrecadação, tratamento, armazenamento e transporte do Petróleo do Jazigo Petrolífero para o Ponto de Entrega;
2. Custos de Serviços, tais como armazéns, escritórios, acampamentos, cais, embarcações, veículos, equipamento rolante motorizado, meios aéreos, estações de incêndio e segurança, oficinas, instalações de saneamento básico e de abastecimento de água, centrais eléctricas, alojamentos, mobiliário, utensílios e equipamento usados nas operações petrolíferas.
3. Custos de investimentos em Infra-estruturas sociais, desde que previstos no Contrato de Concessão.
4. Custos com a formação de trabalhadores moçambicanos, até ao limite máximo de 5% da matéria colectável.

Comentário: este limite pode ser uma má ideia se desencorajar esse emprego ou os aumentos salariais.

5. Despesas Gerais e Administrativas, tais como:

- i. Relativas ao escritório principal e aos de campo estabelecidos em Moçambique e a custos gerais administrativos, incluindo os serviços de supervisão, contabilidade e relações laborais, também ocorridos em Moçambique;
 - ii. Encargo a título de despesas gerais (“*overhead*”) para cobrir serviços prestados fora da República de Moçambique para gerir as operações petrolíferas e para consultoria e assistência ao pessoal, incluindo serviços financeiros, jurídicos, contabilísticos e de relações laborais.
 - iii. O encargo referido no ponto anterior constituirá: 5% dos custos do contrato até ao limite do equivalente à USD 5.000.000,00 (cinco milhões de Dólares dos Estados Unidos da América); 3% da parcela de Custos do Contrato entre o equivalente à USD 5.000.000,00 (cinco milhões de Dólares dos Estados Unidos da América) e USD 10.000.000,00 (dez milhões de Dólares dos Estados Unidos da América); e de 1,5% dos custos do contrato que excedam o equivalente à USD 10.000.000,00 (dez milhões de Dólares dos Estados Unidos da América), sendo que estes custos do contrato incluem todos os Custos de Pesquisa, Despesas de investimento em Desenvolvimento e Produção, Custos Operacionais e Custos de Serviço.
6. Custo para a constituição do Fundo para o encerramento e Desmobilização, desembolsado no exercício.

Comentário: é importante reservar dinheiro e não apenas reivindicar uma dedução. O fundo deve ser protegido por lei contra qualquer desvio. Mais tarde, quando os fundos são retirados, o contribuinte seria tributado, mas também requer uma dedução para as despesas de encerramento. O Azerbaijão é um exemplo.

Artigo 22

(Custos não dedutíveis)

Para além do disposto no CIRPC, não são dedutíveis:

- a) As despesas resultantes da violação dolosa das obrigações legais e regulamentares por parte do sujeito passivo ou de quem actue por conta deste, quanto à gestão das actividades de reconhecimento, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo; **[tem que violar um direito penal? “Culposa” não é clara para mim];**
- b) Os custos incorridos em contratos de cobertura de riscos, ou perdas derivadas desses contratos, a não ser que a administração tributária reconheça tais custos ou perdas para efeitos fiscais antecipadamente;

Comentário: Proventos de seguros são tributáveis (acima). É a intenção de negar as deduções relativas a seguros? Se assim for, é unilateral e não razoável. A intenção é negar deduções de gestão de risco no que diz respeito aos negócios de petróleo?

- c) As despesas de formação profissional do pessoal expatriado e dos programas de formação que não respeitem os termos exigidos na legislação aplicável;
- d) As contrapartidas oferecidas ao Estado pela atribuição de concessões petrolíferas;

Porquê? São indesejáveis?

- e) Despesas de comercialização ou transporte de petróleo para além do ponto de entrega;
- f) Despesas com o perito independente que vier a ser consultado para efeitos de determinação do preço do petróleo;

Comentário: Esta é uma questão menor, mas eu não entendo porque razão esta despesa normal de negócios não possa ser dedutível.

- g) Custos e prejuízos decorrentes da depreciação dos materiais não utilizados nas actividades de reconhecimento, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo;

Comentário: isto é vago. O que dizer do mobiliário num escritório em Moçambique? Talvez fosse melhor dizer “directamente” antes de “usado”.

- h) Imposto sobre a produção do petróleo;

Porquê? Reduz claramente os rendimentos económicos dos contribuintes. Se a sua abordagem é a do royalty, a empresa normalmente iria tratar o royalty como uma quota de produção atribuída ao governo. A empresa seria tributada sobre o saldo da receita bruta da produção, e iria deduzir as suas despesas em relação ao restante petróleo e gás.

- i) As comissões pagas aos intermediários;

Isto pode ser uma boa medida anticorrupção, desencorajando os gastos ilegítimos, mas se as comissões forem adequadas enquanto despesas de negócio na geração de rendimento, então reduzem o rendimento económico e deveriam ser retiradas da base tributária. Se as comissões estiverem relacionadas com a compra ou venda de activos de longo prazo, elas seriam tratadas, na maioria dos sistemas, como uma parte do custo dos activos, ou como uma redução dos rendimentos resultantes da venda.

- j) Juros pagos aos sócios ainda que sejam em virtude de suprimentos;

Comentário: é compreensível, mas eu daria ao contribuinte a oportunidade de provar que não havia outra fonte de empréstimos.

- k) As despesas incorridas em processos de arbitragem, salvo quando realizadas para defesa das actividades de reconhecimento, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo;

Comentário: é dura, a não ser que haja alguma razão política que não conheço

- l) Indemnizações pagas a título de cláusula penal;
- m) Os custos que advenham dos danos causados por negligência ou dolo do contribuinte ou de quem actue por conta deste.

Comentário: Nos EUA, a dedução das perdas causadas pelo contribuinte não está disponível

nos casos de negligência ou imprudência graves, mas é permitida no caso de negligência, com base na teoria de que os seres humanos sempre cometem erros. Um pequeno acto negligente pode resultar numa perda catastrófica para a empresa. O consultor propõe que isto seja reconsiderado.

Artigo 23

Reintegrações e amortizações

1. Sem prejuízo do disposto neste artigo, o Concessionário deve reintegrar e amortizar todos os elementos depreciables dos activos corpóreo e incorpóreo, nos termos do Código do IRPC.
2. As despesas de Pesquisa, Desenvolvimento e Produção efectuadas ao abrigo de um Contrato de Concessão são tratadas como elementos depreciables do activo incorpóreo.
3. As despesas de Desenvolvimento e Operação efectuadas ao abrigo de um Contrato de Concessão são tratadas como elementos depreciables dos activos corpóreos.

Comentário: Este é um grande problema e há muitas abordagens para lidar com isto. O Diploma 20817 (através de subsecção III do Código do Imposto Industrial) parece ser a última autoridade. Eu não estou a ver exactamente em que medida dá uma resposta. Só tenho a versão Portuguesa.

Artigo 24

(Taxas de reintegrações e amortizações)

As taxas de reintegrações e amortizações dos activos dos empreendimentos mineiros são as previstas em diploma legal que aprova o regime de reintegrações e amortizações.

Artigo 25

Registo e Avaliação de Activos

1. A Concessionária deve manter registos detalhados dos bens em uso nas operações petrolíferas, de acordo com a lei aplicável e as Boas Práticas da Indústria de Petróleo.

Comentário: não há “boas práticas”. O consultor sugere acrescentar. Os resultados operacionais anuais da Concessionária devem ser auditados por uma firma de contabilidade internacional, cujos resultados serão apresentados às autoridades fiscais, tornados públicos, e colocados à disposição do público no sítio web do Governo de Moçambique.

2. A Concessionária deve efectuar inventários dos bens afectos às operações petrolíferas, nos termos da lei.

3. O Governo deve ser notificado por escrito aquando da realização de inventários, com pelo menos 30 (trinta) dias de antecedência, tendo o direito de se fazer representar durante a realização dos inventários.

O consultor não entende os pontos 2 e 3. Acho que é um problema de tradução.

Artigo 26

(Transmissão de direito ou participação no contrato)

Caso uma concessionária transmita um direito ou uma participação num Contrato de Concessão, a concessionária que recebe o direito ou participação continua a reintegrar e amortizar quaisquer activos intangíveis e tangíveis na fase de pesquisa e de desenvolvimento, segundo os termos adoptados pelo concessionário originário.

Artigo 27

Provisão para depreciação de existências

1. A provisão que se destinar a cobrir as perdas de valor que sofrerem as existências, dentro do limite das perdas efectivamente observadas, corresponde à diferença entre o custo de aquisição ou de produção das existências constantes do balanço no fim do exercício e o respectivo preço de mercado referido à mesma data, quando este for inferior àquele.

Comentário: a palavra “acções” não é clara, mas pode significar activos tangíveis, com uma vida útil de mais de um ano. O inventário é normalmente avaliado pelo menor nível de custo ou de mercado no final do ano. Talvez o significado pretendido aqui seja inventário.

2. Para efeitos do disposto no número anterior, entende-se por preço de mercado o custo de reposição ou o preço de venda, consoante se trate de bens adquiridos para a produção ou destinados a venda.

Os custos de substituição levam a desentendimentos. Eu recomendo valor contabilístico, ou seja, o custo menos a depreciação, para bens que não são inventário.

3. A provisão a que se refere o número 1, só pode ser utilizada no exercício em que o prejuízo se torne efectivo.

Artigo 28

(Subcapitalização)

1. Ocorre subcapitalização quando o montante total de endividamento de um Concessionário, para com entidade residente ou não residente em território moçambicano, exceder o rácio 2 de dívida para 1 de capital aplicada à exigência de financiamento líquido, definida no número 5 deste artigo, e independentemente da existência de relações especiais com essa entidade não residente.

Comentário: você deve decidir se, na avaliação dos activos, quer usar os livros contabilísticos (custos históricos do balanço menos depreciação) ou valor. Eu recomendo valor, porque é mais relevante para saber se o empréstimo é excessivo;

2. A subcapitalização a que se refere o número 1 deste artigo, diz respeito a qualquer data do período de tributação.

Comentário: a pena aplica-se somente no dia ou para sempre? Em todos os anos futuros? Pode ser corrigida?

3. Em caso de subcapitalização, tal como definida nos números 1 e 2 deste artigo, os juros e outros encargos financeiros relativos à parte considerada em excesso, não são dedutíveis para efeitos de determinação do lucro tributável.

4. O apuramento do endividamento atribuível a um Concessionário, para com entidade residente ou não residente com a qual tenha relações especiais, é feito segundo o princípio das entidades independentes.

5. A necessidade de financiamento líquido deve resultar da ocorrência de um fluxo de caixa líquido cumulativo negativo do empreendimento, em qualquer período de desenvolvimento das operações petrolíferas, depois de tomar em conta quaisquer rendimentos.

Comentário: A finalidade e o impacto não são claros para mim.

6. Não é admitida a dedução dos juros relacionada com um aumento da dívida, quando existe a previsão de que os fluxos de caixa operativos são suficientes para fazer face aos custos no quadro do Plano de Lavra sem conduzir a fluxo de caixa negativos.

7. O plano de financiamento, os termos da dívida e os princípios para assegurar o pronto reembolso da dívida devem ser aprovados como parte do Plano de Desenvolvimento.

8. Os juros e outros encargos financeiros a que se refere o número 1 são relativos à todas as formas de crédito, independentemente da modalidade de remuneração, incluindo a componente financeira de locações financeiras.

9. O cálculo do capital próprio tem em conta o capital social subscrito.

Artigo 29

(Dedução de prejuízos fiscais)

Os prejuízos fiscais apurados em determinado exercício, são deduzidos aos lucros tributáveis de cada Concessão, havendo-os, de um ou mais dos cinco exercícios posteriores.

Comentário: Eu recomendo sem limite de tempo. Prazos curtos como este só resultam em distorções, como a renda de aceleração, e as perdas refrescantes por diferentes meios. A perda económica é real, não há razão para não respeitá-la, especialmente onde há delimitação. A negação da perda integral não segue regras da indústria.

Artigo 30

(Taxa de imposto)

A taxa do imposto sobre o rendimento é de 32%.

Artigo 31

(Retenção na fonte)

1. O sujeito passivo beneficiário de serviços prestados por um não residente, que pague ou coloque à disposição desse não residente, montantes respeitantes à remuneração de serviços prestados, independentemente do lugar onde se realizem, desde que o beneficiário seja um residente em Moçambique ou imputáveis a um estabelecimento estável situado no território nacional, deve reter o imposto na fonte à taxa liberatória de 20%.
2. A obrigação de efectuar a retenção na fonte do IRPC ocorre na data do pagamento dos rendimentos, do seu vencimento, ainda que presumido **[O que significa isto? Está isto relacionado com a questão original do desconto de instrumentos de dívida]**, da colocação à disposição, da sua liquidação ou do apuramento do respectivo quantitativo, consoante os casos, devendo as importâncias retidas ser entregues à administração tributária nos termos e prazos estabelecidos no Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Singulares.

Artigo 32

(Tributação das Mais-valias)

1. Os ganhos obtidos em território moçambicano, resultantes da alienação onerosa directa ou indirecta de direitos petrolíferos em território moçambicano, são tributáveis como mais-valias.
2. As mais-valias são dadas pela diferença entre o valor de realização líquido dos encargos que lhe sejam inerentes e o valor de aquisição.

Este é provavelmente um problema de tradução. A afirmação habitual em Inglês é “valor realizado menos a base ajustada do imóvel alienado.”

3. Os ganhos a que se refere o n.º 1 do presente artigo, incluindo os provenientes da alienação de acções em sociedades detentoras de direitos sobre o empreendimento petrolífero são, para todos os efeitos fiscais, ganhos relativos a bens imobiliários.

Comentário: o propósito é assegurar que os ganhos serão tributados a Moçambique? Presumo que sim.

4. Consideram-se obtidos em território moçambicano, os ganhos resultantes da transmissão onerosa, directa ou indirecta, entre entidades não residentes, de partes representativas do capital social de entidades titulares de um Contrato de Concessão, ou de outros valores mobiliários

emitidos por tais entidades, respeitantes a esse Contrato de Concessão, envolvendo activos de empreendimentos petrolíferos situados em território moçambicano, independentemente do local onde a alienação ocorra.

Comentário: isto parece ser redundante, mas não é um problema.

Comentário: O consultor percebe que o imposto sobre as mais-valias das empresas estrangeiras é de 32%, o mesmo que a taxa tributária máxima sobre as sociedades, então interrogo-me se isto é significativo, a menos que haja uma taxa mais favorável para empresas nacionais (incluindo as filiais de empresas estrangeiras).

Artigo 33

(Liquidação e pagamento)

1. A matéria colectável relativamente às operações petrolíferas durante um ano fiscal é calculada através da aplicação da taxa estabelecida no artigo 30 ao rendimento tributável apurado, nos termos do CIRPC e dos artigos 15 à 29, da presente Lei.
2. O montante do Imposto devido nas transmissões de direitos petrolíferos resulta da aplicação, no momento da realização do ganho, da taxa prevista no artigo 30 ao valor apurado nos termos do nº2 do artigo 32.
3. O IRPC na transmissão de direitos sobre empreendimentos petrolíferos é liquidado pelo contribuinte no ano fiscal em que a obrigação tributária se constitui, e o pagamento é feito na administração tributária, em termos a definir em regulamento.
4. Nos casos em que a entidade não residente e sem estabelecimento estável em Moçambique realiza o ganho, a responsabilidade pelo pagamento deste imposto é solidariamente imputada a entidade adquirente do direito petrolífero, ocorrendo tal nos casos em que não se consiga obter o pagamento directamente da entidade que realiza o ganho.

Comentário: e se os regulamentos forem emitidos com atraso?

CAPITULO IV

ENCARGOS PARA-FISCAIS

Artigo 34

Recuperação de Custos e Direito à Produção

1. A Concessionária deve suportar e pagar todos os custos em que incorra na execução das operações petrolíferas, podendo recuperar esses custos, pela remuneração através da titularidade

sobre certa quantidade de Petróleo produzido e na medida do permitido pelo disposto neste Regime.

1. Da quantidade total de Petróleo Produzido, a Concessionária pode retirar uma parte da mesma necessária para satisfazer a sua obrigação de pagamento do IPP e o remanescente após a referida parcela ter sido retirada é doravante designado por “Petróleo Disponível”. **[O consultor é da opinião que isto é redundante, já foi indicado nas definições.]**
2. Todos os custos incorridos pela Concessionária relativamente às operações petrolíferas são recuperados a partir do Petróleo Disponível no Ponto de Entrega, **a ser definido pelo Governo nos regulamentos a serem emitidos, e tais regulamentos específicos a serem promulgados no prazo de um ano a partir da data da promulgação desta lei.**

Comentário: Regulamentos são necessários no interesse da transparência imediata. Além disso, o termo é definido na parte das definições no Contrato de Concessão. Porquê é diferente aqui? É necessário?

2. Em cada ano civil, a totalidade dos Custos Recuperáveis incorridos pela Concessionária relativamente às operações petrolíferas na Área do Contrato, limitar-se-á a 60% (sessenta por cento) do Petróleo Disponível.

Comentário: Os 60% são arbitrários e pode ser injusto no caso de o contribuinte enfrentar uma recessão grave ou uma catástrofe. Além disso, aumenta a complexidade e pode levar a práticas de extracção de desperdícios, aumentando a produção para cumprir o teste de 60%. Eu recomendo a sua eliminação.

Artigo 35

Partilha de produção

1. As disposições relativas à recuperação de custos e ao direito a lucro constantes deste artigo são aplicáveis ao Petróleo de modo a que o Governo e a Concessionária tenham direito, em quotas participativas indivisas, ao Petróleo disponível para venda pela Concessionária em qualquer período determinado **[“Um período de apuração significa cada período de tempo durante o qual os cálculos são feitos”]**.
2. Salvo se o Governo determinar de outro modo **no Acordo de Concessão**, a venda desse Petróleo deve ser efectuada numa base conjunta pela Concessionária e esta detêm esses direitos em proporções indivisas iguais às proporções de Petróleo Disponível a que cada Parte tinha direito durante esse período, tais determinações do Governo não devem afectar os volumes de Petróleo sujeitos a contrato.
3. Em conformidade, as receitas da venda de Petróleo, efectuada de forma conjunta **[“numa base conjunta”, a fim de esclarecer que os sub-artigos 2 e 3 estão ligados]** em qualquer período

determinado, são divididas entre o Governo e a Concessionária nas proporções do seu direito indiviso ao Petróleo vendido.

4. O Petróleo-Lucro deve ser partilhado entre o Governo e a Concessionária de acordo com uma escala variável em função do valor do Factor R, em que:

a) Factor R =
$$\frac{(\text{Entradas em Caixa Acumuladas}) n}{(\text{Despesas de Investimento Acumuladas}) n}$$

b) Entradas em Caixa Acumuladas n=

Entradas em Caixa Acumuladas (n-1)

+ Quota-parte de Petróleo-Lucro da Concessionária n

+ Petróleo de Custo da Concessionária n

- Custos Operacionais n

- Imposto Sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas Liquidado n

c) Despesas de Investimento Acumuladas n =

Comentário: em Inglês “despesa” implica uma despesa corrente; em Inglês eu diria “encargos”, implicando todos os tipos de desembolsos. Suponho que este é o significado pretendido aqui. “Custos Operacionais” têm o mesmo significado aqui como no início desta lei? Se assim for, diga.

Despesas de Investimento Acumuladas (n-1)

+ Custos de Pesquisa n

+ Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção n

Comentário: apague “o investimento em” porque implica apenas pagamentos de valores a longo prazo. O termo fica inaceitavelmente vago. Inclui custos gerais? Quantos? Custos de negociação, taxas legais, outros honorários profissionais, viagens de negócios relacionadas? Eu acho que aqui precisamos de ter mais pormenores e esclarecimentos

Onde:

n é o ano actual; e (n-1) é o ano anterior;

Petróleo de Custo da Concessionária é o montante de Custos Recuperáveis efectivamente recuperado;

Comentário: não está claro o que isto significa. Exemplo: custos legítimos são 90, mas as despesas reembolsáveis são 54 por causa do limite de 60%. Presumo que o significado pretendido é de 54.

Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas liquidado é a obrigação de imposto sobre o rendimento da Concessionária calculada nos termos da legislação fiscal aplicável e **[“incluindo”, porque a legislação fiscal aplicável inclui esse artigo]** do artigo 18.

Não está claro se o imposto sobre o rendimento das pessoas colectivas incide sobre a “quota” da Concessionária. O consultor presume que sim. Isto é muito importante.

5. Para efeitos de cálculo do Factor R, o primeiro ano (n=1) deve ser o ano em que ocorrer a Data Efectiva e quaisquer Despesas de Investimento incorridas antes da Data Efectiva não são consideradas, para efeitos de cálculo do Factor R, como tendo sido incorridas durante o ano da Data Efectiva.

Comentário: Por que não permitir os custos incorridos antes da Data Efectiva, se elas são legítimas e claras? Você está a voltar sete anos atrás, sob o Projecto de Lei de Mineira.

6. O Factor R deve ser calculado no último dia de cada ano civil e o rácio aplicável determina a partilha do Petróleo-Lucro durante todo o ano civil seguinte.

Comentário: deve ficar claro que, se a mudança de rácio acontecer ao longo do ano, então os índices devem ser alterados a partir da data da mudança e serem aplicados a numa base diária para cada período.

A escala para o Petróleo-Lucro é a seguinte:

Factor R	Quota-parte do Governo	Quota-parte da Concessionária
Inferior a 1	10 %	90 %
Igual ou superior a 1 e inferior a 1.5	20%	80%
Igual ou superior a 1.5 e inferior a 2	30 %	70 %
Igual ou superior a 2 e inferior a 2.5	50 %	50 %
Igual ou superior a 2.5	60 %	40 %

7. Para efeitos de cálculo do Factor R, o Petróleo Disponível e o Petróleo de Custo devem ser calculados tendo em conta toda a Área do Contrato.

Comentário geral: Esta disposição provavelmente será controversa. O conceito do aumento da taxa fiscal depois de um projecto se tornar rentável é compreensível, mas esta formulação não mede com precisão os retornos de numerário em dinheiro, nem é clara. Também pode resultar na tributação superior a 100%, que se apresenta abaixo. Tenho várias recomendações (abaixo).

Artigo 36

Bónus de Produção

1. A Concessionária deve pagar os seguintes bónus de produção ao Governo, os quais não são considerados Custos Recuperáveis para efeitos do artigo 35 deste Regime:

Fases da Produção Comercial.	Bónus de Produção a ser pago, em dólares americanos
No Início da Produção Comercial Inicial	5.000.000,00
Quando a produção da Área de Contrato atingir, pela primeira vez, no período de um mês, uma média diária de 25.000 BOE	10.000.000,00
Cada vez que a produção da Área de Contrato atingir, pela primeira vez, no período de um mês, uma tranche adicional média de 25.000 BOE por dia	20.000.000,00

2. Para efeitos deste artigo:

- a) “Início da Produção Comercial Inicial” significa a data em que a Produção Comercial a partir da Área do Contrato tenha sido mantida por um período de 30 (trinta) dias consecutivos; e
- b) “BOE” significa o número equivalente de Barris de Petróleo Bruto resultantes da conversão em Petróleo Bruto de Gás Natural na base de 1 (um) Barril de Petróleo Bruto para cada 6.000 (seis mil) pés cúbicos de Gás Natural. **[Isto deve estar nas definições. É útil para a determinação do valor do gás em outras partes da presente lei.]**

Comentário: Esta disposição não representa um encargo excessivo para a Concessionária, porque 25000 Bb / dia é de \$ 2,5 milhões / dia a \$ 100 por barril, portanto representa cerca de 8 dias de produção a esse preço, ou cerca de 2% da receita bruta antes de impostos. Os pagamentos de bónus não são de montante suficientemente grande para incentivar as Concessionárias a estrangular a produção.

CAPITULO V

Regime de Incentivos Fiscais aplicável a Actividade Petrolífera

Artigo 37

(Âmbito de aplicação)

As disposições do presente capítulo aplicam-se aos investimentos realizados no âmbito da Lei de

Petróleos por pessoas moçambicanas e pessoas jurídicas estrangeiras registadas em Moçambique, desde que devidamente registadas para efeitos fiscais.

Artigo 38

(Benefícios Fiscais)

1. Consideram-se benefícios fiscais, para efeitos da presente Lei, as medidas fiscais nela previstas que impliquem uma redução do montante a pagar dos impostos em vigor, com o fim de incentivar a realização de operações petrolíferas em prol do desenvolvimento económico e social do país.
2. Os benefícios fiscais são considerados despesas fiscais e, para a sua determinação e controlo, é exigida declaração apropriada dos benefícios usufruídos em cada exercício fiscal **e deverá ser publicada e disponibilizada ao público no sítio web do governo moçambicano.**

Artigo 39

(Direito aos benefícios fiscais)

1. Os empreendimentos levados a cabo no âmbito da legislação a que se refere o artigo 38 gozam dos benefícios fiscais definidos na presente Lei, desde que obedeçam às condições nela estabelecidas.
2. O gozo efectivo dos benefícios fiscais não pode ser revogado, nem podem ser diminuídos os direitos adquiridos, salvo casos previstos na presente Lei, e se houver inobservância das obrigações estabelecidas para o beneficiário ou se o benefício tiver sido indevidamente concedido.

Comentário: “indevidamente concedido” presumivelmente significa erroneamente concedido

Artigo 40

(Transmissão dos benefícios fiscais)

Os benefícios fiscais são, nos termos da legislação a que se refere o artigo 37, transmissíveis durante a sua vigência, mediante autorização do Ministro que superintende a área de finanças, desde que se mantenham inalteráveis e no transmissário se verifiquem os pressupostos para o gozo dos benefícios.

Comentário: É difícil de acompanhar em Inglês.

Artigo 41

(Investimentos ao abrigo da Lei de Petróleos)

1. Os empreendimentos levados a cabo ao abrigo da Lei de Petróleos beneficiam, durante cinco exercícios fiscais a contar da data efectiva do Contrato de Concessão, de isenção de direitos aduaneiros devidos na importação de equipamentos destinados a serem utilizados em actividades de prospecção e pesquisa de petróleo classificados na classe “K” da Pauta Aduaneira, constante do Anexo II;
2. A importação referida no número anterior beneficia ainda de isenção do Imposto sobre o Valor Acrescentado.
3. Os incentivos referidos nos nºs 1 e 2 do presente artigo só são concedidos quando os bens a importar não sejam produzidos no território nacional, ou sendo produzidos não satisfaçam as características específicas de finalidade e funcionalidade exigidas ou inerentes à natureza da actividade a desenvolver.

Comentário: esta restrição a “conteúdo local” pode ser problemática face às regras da OMC. Esta disposição só oferece um benefício pouco importante.

Artigo 42

(Requisitos para obtenção dos benefícios fiscais)

São requisitos para a obtenção de benefícios fiscais:

- a) Ter sido autorizado por entidade competente, para a realização de operações petrolíferas, no âmbito da Lei de Petróleos;
- b) Ter efectuado o registo fiscal através da obtenção do respectivo Número Único de Identificação Tributaria – NUIT;
- c) Dispor de contabilidade organizada, de acordo com o Sistema de Contabilidade para o Sector Empresarial;
- d) Não ter cometido infracções **significativas em Moçambique** de natureza tributária, nos termos da legislação aplicável. **As palavras sublinhadas são confusas, pelo menos em Inglês. Comentário: o termo Sistema de Contabilidade para o Sector de Negócios deve estar nas definições.**

Artigo 43

(Extinção e suspensão dos benefícios fiscais)

1. Os benefícios fiscais cessam decorridos o prazo por que foram concedidos ou quando tenha sido aplicada uma sanção extintiva.
2. A extinção ou suspensão dos benefícios fiscais implica a aplicação automática da tributação

geral consagrada por lei.

3. No caso da aplicação de uma sanção suspensiva, a mesma mantêm-se até a completa reposição da situação a que tiver dado causa, incluindo o pagamento, no prazo de 30 dias, contados a partir da data da notificação pelos serviços tributários competentes, das receitas não arrecadadas.
4. No caso de cessação da situação de facto ou de direito em que se baseia o benefício fiscal ou de suspensão dos benefícios fiscais, o titular do direito aos benefícios fiscais é obrigado a declarar tal ocorrência, no prazo de 30 dias.

Comentário: Pode ser útil dizer que as regras processuais sobre provas, recursos e penalidades incorporadas nalgum local específico da Lei Geral Tributária aplicam-se aqui para esclarecer exactamente quem tem autoridade e como ela deve ser aplicada.

Artigo 44

(Procedimentos e regras para a obtenção, suspensão e extinção dos benefícios fiscais)

Os procedimentos para a obtenção dos benefícios fiscais referidos na presente Lei, bem como a definição das regras para a sua suspensão ou extinção, nos casos de infracções de natureza fiscal e qualquer inobservância das condições estabelecidas no momento da concessão e reconhecimento, são objecto de regulamentação.

Comentário: toda a lei deve estar sujeita a regras interpretativas e processuais.

Artigo 45

(Alienação de bens com incentivos fiscais)

Quando o benefício fiscal respeite à aquisição de bens destinados à directa realização dos fins dos adquirentes, fica sem efeito se aqueles forem alienados ou lhes for dado outro destino sem autorização da entidade competente, sem prejuízo das restantes sanções.

Comentário: Isso significa simplesmente que o IVA se aplica à revenda? O benefício fiscal deve ser recuperado se a propriedade for imediatamente alienada.

CAPITULO V

Disposições transitórias e finais

Artigo 46

(Regime transitório)

São mantidos nos termos em que foram concedidos os incentivos fiscais para a área de petróleo,

cujo direito tenha sido adquirido antes da entrada em vigor da presente lei.

Comentário: esta é uma estabilidade benigna na legislação fiscal, mas eu não sei que incentivos foram concedidos. Os referidos acima são relativamente menores.

Artigo 47

(Fiscalização)

1. Todas as pessoas titulares do direito ao gozo dos benefícios fiscais a que se refere a presente Lei, ficam sujeitas à fiscalização da administração tributária para o controlo da verificação dos pressupostos dos benefícios fiscais respectivos e do cumprimento das obrigações estabelecidas.
2. O cumprimento das obrigações previstas na presente Lei é fiscalizado pela administração tributária, devendo os sujeitos passivos dos impostos nela previstos e outros obrigados tributários, dentro dos limites da razoabilidade, prestar colaboração que lhes for solicitada pelos serviços competentes, tendo em vista o exercício, por estes, dos respectivos poderes.

Artigo 48 [Novo]

Aplicação de Receitas

As receitas pagas nos termos desta lei serão tratadas da seguinte forma:

1. **O contribuinte deve identificar o carácter de cada pagamento, de acordo com a Área de Contrato e a obrigação de pagar o imposto devido.**
2. **O governo deve registar a quantidade anual acumulada de tais pagamentos e depositar os fundos em subcontas das contas de receitas por contribuinte, Área de Contrato, quantidade e tipo de imposto, desde que, em todos os casos, as descrições estejam de acordo com a Iniciativa de Transparência das Indústrias Extractivas.**
3. **Colectivamente, as contas devem constituir o Fundo Nacional do Petróleo.**
4. **O governo deve permitir que empresas de contabilidade seleccionadas pelos contribuintes nos termos desta lei, avaliem os valores pagos em cada conta respeitante a cada contribuinte que pagou impostos nos termos desta lei. O governo deve cooperar com a empresa de contabilidade.**
5. **Cada contribuinte deve informar o governo sobre todos os pagamentos acumulados a qualquer beneficiário superior a USD 600 ao longo do ano, e este relatório deve incluir o nome, o número de identificação (se houver) e o endereço de cada beneficiário, nacional ou estrangeiro.**
6. **Os desembolsos de todas e quaisquer subcontas serão prontamente descritos de forma específica (pelo menos o beneficiário, a data, a forma de pagamento e o valor pago) nos livros da respeitante subconta.**

- 7. As informações supramencionadas devem ser publicadas no sítio web do governo e devem estar em conformidade com normas não menos rigorosas do que as exigidas pela Iniciativa de Transparência das Indústrias Extractivas.**
- 8. O sítio web do governo deve ser de fácil acesso e estar permanente disponível para quem quiser consultar esta informação**

Comentário: se este conceito básico for aceitável, então esta secção pode ser ampliada.

Artigo 49

(Transgressões)

As transgressões ao disposto **[desta lei ou dos regulamentos promulgados em conformidade com ela]** no presente Regulamento constituem infracções tributárias puníveis nos termos da Lei que estabelece os princípios e normas gerais do ordenamento jurídico tributário moçambicano aplicáveis a todos os tributos nacionais e autárquicos, do Regime geral das Infracções Tributárias e demais legislação aplicável.

Comentário: Deveria haver pesadas multas para a fraude e recomendo um sistema de recompensa para os “denunciantes”. O anonimato deve ser protegido.

V. ANÁLISE DO ENCARGO/PESO TRIBUTÁRIO

a) Créditos fiscais estrangeiros como uma consideração

As empresas estrangeiras muitas vezes podem reivindicar um crédito fiscal nos seus países de origem para os impostos sobre rendimentos tributados sobre as suas operações comerciais no exterior. Isto levou muitos países exportadores de petróleo a assegurar que os seus sistemas de imposto de rendimentos podem produzir um crédito no exterior. Os EUA têm uma longa experiência nesta matéria, que induz as companhias de petróleo dos EUA a incentivar os decisores políticos estrangeiros a garantir que o seu imposto “se encaixa” nos requisitos para ter um crédito fiscal nos EUA. (Trata-se do crédito na secção 901 do Código de Receitas Internas dos EUA).

A minha pesquisa mostra que isto aplica-se à Alemanha, França e Inglaterra, por exemplo. No entanto, esses países operam com base num sistema territorial, de modo que os países de origem em vários casos não tributam lucros no exterior e, portanto, o crédito não serve para nada. Assim, são as empresas norte-americanas que geralmente têm o maior interesse em garantir que a lei de imposto estrangeiro se adapta às regras norte-americanas. Sem entrar em detalhes, o imposto sobre a renda das sociedades de Moçambique encaixa-se, a uma taxa de 32%, que geralmente é compatível com a utilização integral do imposto moçambicano como uma compensação para o imposto sobre rendimentos das sociedades dos EUA.

Nos Estados Unidos, pelo menos os impostos retidos na fonte são geralmente creditáveis, mas a soma dos impostos sobre rendimentos e os impostos retidos na fonte só são actualmente

creditáveis na medida em que não excedam a taxa de imposto sobre a renda das sociedades americanas (35%). Eu desconheço quais os limites noutros países.

b) Encargo administrativo e fiscal da tributação

Na minha opinião, o projecto de lei é racional no que diz respeito aos campos ricos em petróleo, que implicam uma produção de baixo custo. No caso de campos mais antigos ou mais pobres, com custos mais elevados, os resultados são perversos e irão desencorajar a extracção total a partir de campos ricos, bem como o abandono precoce de equipamentos, o que se traduz em práticas ineficientes. Ressalva: sem saber a taxa de amortização para as despesas de exploração e desenvolvimento, é impossível ser mais exacto.

c) Padrões externos

O mistério não resolvido é saber qual o nível da taxa de retorno, após impostos, que a Concessionária irá tolerar e mantendo a atractividade. Não há uma resposta externa conhecida, porque as companhias petrolíferas exigem diferentes taxas mínimas, atribuem valores diferentes a factores usados para ter em consideração questões como o país de risco, e podem até, de vez em quando, aceitar um retorno exageradamente baixo, na esperança de posteriormente receberem ofertas mais atraentes. Na minha opinião, o melhor exemplo é o da Noruega porque não tem qualquer país de risco, possui uma excelente administração e um alto nível de transparência. É o país que transforma com mais sucesso as empresas de petróleo e gás em unidades de engenharia, oferecendo poucas oportunidades para um grandes e repentinos retornos.

Para dar apenas alguns exemplos, a extracção da Noruega a partir das empresas de petróleo e gás está sujeita a uma taxa de imposto de 78% sobre o rendimento tributável, com certos ajustes bastante simples. A Noruega teve muito tempo e fundos ilimitados para criar o que considera ser o modelo de receita mais razoável. Alguns podem argumentar que é demasiado simples, talvez porque não têm um imposto sobre os lucros inesperados que resultam de aumentos súbitos dos preços mundiais do petróleo. Outros podem dizer que se conseguirem 78% porquê não 79%? etc. A taxa marginal do Governo de Qatar varia de 30% a 80% e alguns contratos no Azerbaijão têm uma taxa de imposto marginal até aos 90%, uma vez que se acciona a parcela máxima de *Profit Oil*, então 78% não é necessariamente um limite. É de notar que o Catar tributa apenas o lucro do petróleo e opera com base num modelo muito simples, que consiste num imposto de rendimento (normalmente 25%), mas as taxas nunca excedem os 100%. Pondo de lado todas essas considerações, eu acho irrealista pensar que Moçambique deve planear fazer melhor do que a Noruega, em termos de obter uma parte da produção de empresas operadoras de petróleo e gás.

Além disso, e mais importante, o gráfico a seguir mostra, numa base de país para país, a parte total deduzida das actividades de petróleo e gás pelos governos num grande número de países. A fonte é um estudo recente da OCDE sobre o sistema fiscal na Indonésia. Aliás, o OED supostamente oferece apoio aos governos para lidarem com as questões de preços de transferência. Eu acho que Moçambique podia optar por uma taxa combinada de cerca de 80%, após o início da partilha de produção.

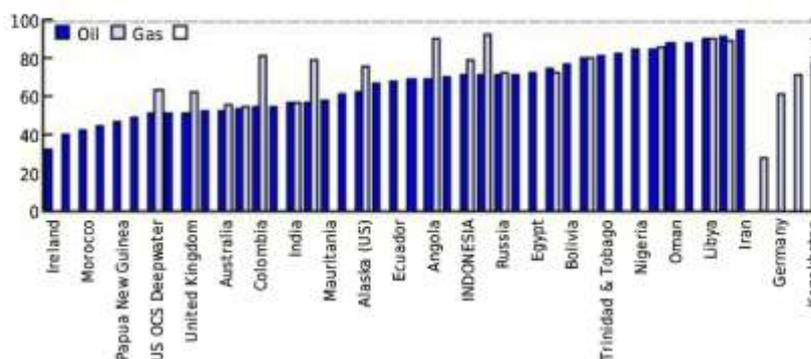
Começa por volta de 40%, e aumenta a mais de 90%.

OECD Economic Surveys: Indonesia 2012 - © OECD 2012

Chapter 1. Figure 1.9. Average government take in oil and gas fiscal regimes
Version 1 - Last updated: 20/09/2012

This document and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation

fig 1.9. Figure 1.9. Average government take in oil and gas fiscal regimes
Share of profits captured by the state



Source: Agalliu, I. (2011), "Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal Systems", U.S. Department of t

O autor pensa que o gráfico sugere que uma dedução total, por volta de 80%, para o gás é razoável.

Outra tabela útil (Anexo A) compara as reservas remanescentes no eixo vertical (mais elevado é mais) e a dedução governamental média, aumentando da esquerda para a direita.³ A implicação é que quanto maiores forem as reservas maior será a extracção pela taxa máxima do país.⁴ Mostra que a Venezuela é o mais caro, mas este país deve ser descartado, porque a produção foi obtida por expropriação e tem refinarias cativas que são excessivamente dependentes do petróleo pesado.

Como você irá constatar a partir da revisão do gráfico acima e do Apêndice C há razão para acreditar que uma dedução total de cerca de 80% seria uma proposta razoável, especialmente se a empresa estrangeira tem recuperado o investimento com um retorno razoável sobre o que investiu.

O autor não conhece as perspectivas geológicas de Moçambique e, portanto, não pode fazer comentários sobre o gráfico, mas com certeza isola a produção potencial como factor crucial.

d) Taxas tributárias implícitas no projecto da lei

O objectivo desta breve secção é mostrar como um produtor de elevado custo e um produtor de baixo custo seriam tratados no sistema fiscal triplo avançado no projecto de lei.

O consultor não tem detalhes suficientes para ter a certeza como várias assuntos, tais como a amortização e a depreciação, iriam exactamente influenciar os resultados, portanto decidi ignorá-los aqui a fim de gerar uma declaração simples do sistema fiscal proposto no projecto de lei.

³ A fonte é um relatório da CERA de 2011, Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System. Available at http://www.keepeek.com/Digital-Asset-Management/oecd/economics/oecd-economic-surveys-indonesia-012/average-government-take-in-oil-and-gas-fiscal-regimes_eco_surveys-idn-2012-graph25-en

⁴ Idem.

Uso um ano anterior, em que a empresa tem 100% da receita de produção inicial e um ano posterior, quando isto se diminui para 40%, como resultado do histórico de rentabilidade. A tabela mostra unidades de moeda e o produto é gás; os resultados são mais extremos quando o produto é petróleo. Ignora os pagamentos de bónus de produção. Assume que se tributa a Concessionária (ou “Companhia”) apenas sobre a sua quota de produção e trata da partilha de produção como uma forma de tributação. Assume também uma produção anual constante e uma produção bruta de 200 e, em alternativa, despesas dedutíveis legítimas de 100 e 10. Trata as despesas operacionais económicas e despesas operacionais legalmente dedutíveis como idênticas. Isto de facto não é verdade, porque sabemos que algumas deduções da despesa económica não são permitidas.

Nota: todos os valores recebidos pelo governo são tratados como “impostos” porque todos tiram produção da Concessionária. Os encargos com bónus são ignorados, mas aumentam a carga fiscal.

CASO I - PRODUTOR COM CUSTOS ELEVADOS

	Receitas económicas líquidas do campo antes do imposto	IPP	IRPC	Quota da Produção da Empresa (%)	Quantias restantes das receitas do campo após impostos	Imposto pago como % da renda legal antes do imposto	Imposto pago como % da receita líquida do campo (100)
Primeiros anos	100	12	32	100	56	44	44
Últimos anos	75.20	0	0	40	(24.80) ⁵	>100%	>100%
Comentário		Já tomada em conta na definição do Petróleo Disponível	[75.20 após IPP - 100 deduções de outro modo possíveis]x .32 taxa imposto i.e., .32 x 0 Nota: pode produzir uma perda fiscal para a extracção futura irá reduzir a quota do governo		Subtrair 100 despesas operação de 75.20 dinheiro antes do imposto. Ignorar 12 pois pré-pago em determinar a parte da empresa	Imposto = 4.80 parte IPP Renda legal = 80 -100 custos	[4.80 + 112.80]/100

Petróleo Disponível após IPP (200 - 6 IPP) = 194.

Participação Governamental Bruta é 0.6 x 188 = 112.80

Participação Bruta da Empresa é 0.4 x 188 = 75.2

⁵ Continuar neste caminho deveria resultar no declínio da participação governamental nos anos posteriores.

CASO II - PRODUTOR DE CUSTOS BAIXOS

Os mesmos pressupostos, com a excepção que a Concessionária pode produzir 200 unidades de valor de produção para 10 unidades de despesas

	Receitas económicas líquidas do campo antes do imposto	IPP	IRPC	Quota da Produção da Empresa (%)	Quantias restantes da receitas do campo após impostos	Imposto pago como % da renda legal antes do imposto	Imposto pago como % da receita líquida do campo (100)
Primeiros anos	200-10=190	12	60.80	100	117.206	38.317	38.81
Últimos anos	66.6	0	22.40	40	45.20	38.86	75.58
Comentário	76.6-10=66.6	Já tomada em conta na determinação da parte da empresa. Imposto real da empresa é 4.80	[80 de partilha de produção IPP - 10 de deduções admissíveis]** x taxa de imposto de .32 ou seja .32 x 70		Subtrair 22.40 +10 de despesas operação de 77.60 em dinheiro antes de imposto. Ignorar 4.80 pois já pré pago”	Imposto = 4.80 parte IPP + 22.40 = 27.20 Renda = .4 x 200] - 10 despesas Líquido = 70.00 Resultado = 27.2 / 70.0 = 35.15	116.4 parte gov. + 4.80 parte IPP + 22.40 IRPC/190 = 143.60/190 Isto equivale a receita de campo após os custos do negócio, tratando a parte do governo como um imposto

* **Petróleo Disponível após IPP (200 - 6 IPP) = 194.**

Participação Governamental Bruta 0.6 x 194=116.4

Participação Bruta da Empresa é 0.4 x 194 = 77.6

Limite de 60% inaplicável

A implicação para a produção. Isto pode facilmente incentivar o abandono precoce e desperdiçador de poços, por causa do aumento dos impostos.

Além disso, por favor, note que isto não inclui o imposto de 20% retido na fonte sobre distribuições ou vários outros impostos menores.

O Apêndice B mostra que ao longo do tempo a dedução total do governo cresceu, implicando que o aumento das taxas no futuro não está em dessintonia com as mudanças mundiais nas deduções governamentais.⁸ O Apêndice C é uma lista das despesas que podem ser úteis para decidir, por exemplo nos regulamentos, quais devem ser deduzidas e quais devem ser tratadas como activos de longa duração. O Apêndice D mostra as muitas formas diferentes de impostos num grupo representativo de países. Mostra que múltiplas formas de dedução governamental são normais. O Apêndice E é uma ampla grelha que apresenta os impostos de muitos países com algum pormenor.

6 Aqui: $190 - 12 - 60.80 = 117.20$

7 Aqui: $72.8/190 = 38.31$

8 Idem.

VI. UM SUMÁRIO DE PROPOSTAS PARA MUDANÇA

a) Antecedentes

Olhando para o projecto de lei a partir tendo uma perspectiva abrangente em termos de atributos básicos, do ponto de vista da política fiscal o cenário é misto:

- Produz receitas admiráveis e é bastante elevado, embora não tenha um imposto sobre os lucros inesperados, resultantes de um aumento significativo dos preços do petróleo e gás.
- Será difícil de administrar, especialmente em relação à valorização sob o IPP, à determinação do factor R, e ao lidar com as três formas distintas de receita que necessita.
- É razoavelmente transparente agora, mas em grande parte porque há muita coisa para interpretar porque, por enquanto, não o foi.
- Não é nada simples. É complexo e incerto.
- Não é neutro. Só funciona para as grandes empresas, devido ao elevado pagamento antecipado de milhões, juntamente com a complexidade e a incerteza de negociar uma concessão. Pode desencorajar pequenos participantes inovadores. Encoraja o abandono precoce de poços rentáveis e desencoraja investimentos em poços de alto custo.

b) Propostas

Visto como um todo, o projecto de lei é complicado e, em alguns casos, aniquilador. A aplicação gradual da partilha de produção é uma maneira sensata para limitar a extracção de grandes lucros, mas na forma como se aplica pode resultar em taxas de imposto acima de 100%. Isto é simplesmente inaceitável e tem de ser corrigido.

1. O IPP

Recomendação: Encorajo fortemente convertê-lo num royalty directo que é tratado como uma participação governamental retida, isenta de custos, em vez de tratá-lo como um imposto separado para, em seguida, não permitir deduções do imposto de renda, e baseá-lo em vendas reais menos o transporte sempre que possível. O royalty é importante porque assegura alguma receita, mesmo se o operador se tornar inactivo. Faça com que o royalty seja simples de calcular. Os operadores vão entender o sistema e este será claro e simples. Eu acho que a proposta do projecto irá gerar controvérsias que não serão úteis para Moçambique.

Eu reconheço que alguns países tratam o operador como recebendo toda a renda e então deduzem o royalty, mas eu acho que é uma complicação desnecessária.

2. A componente do imposto sobre a renda de sociedades

Incorpore os programas de amortização e depreciação na lei de modo que estes sejam visíveis e independentes de alguma mudança da antiga Promulgação na qual actualmente estão incorporados. A Promulgação é difícil de encontrar.

Recomendação: Mantenha o imposto e a taxa. Está em conformidade com as normas internacionais.

Vendas entre sociedades

Recomendação: considere ignorar as vendas entre as empresas e utilize as vendas finais para o primeiro consumidor como única medida do rendimento, onde for possível.

Recomendação: esclareça as normas quanto ao peso exacto da prova. Dizer que o governo pode ajustar os preços é perigoso do ponto de vista do contribuinte. Limite ajustes aos casos em que o governo não é arbitrário e caprichoso.

Recomendação: se você insistir em manter o IPP como um imposto separado, torne-o dedutível do imposto sobre as sociedades, porque é um custo real de fazer negócios. Tomado como um todo, o projecto de lei é complicado e necessita de simplificação.

3. Pagamentos de bónus após realizar fases importantes

Esta disposição acrescenta alguma receita e não é surpreendente. É uma consideração bastante menor, excepto, talvez, para as pequenas empresas. Os pagamentos de bónus poderiam desencorajar o desenvolvimento de campos mais antigos.

Recomendação: elimine esta exigência no caso de projectos não destinados a exigir mais de USD 20 milhões no total durante a vida útil do projecto.

4. Partilha de produção

Este regime é ofensivo, pois pode levar a impostos sobre o rendimento irrealisticamente elevados, e provavelmente conduzirá a más práticas no mundo real, incluindo o abandono prematuro de campos. A dedução total da receita de cerca de 78% no modelo é maior do que as taxas a nível mundial e, embora talvez não seja preocupante quando a Concessionária está a operar um campo de baixo custo e obteve um lucro saudável, está recheado de aspectos que rapidamente poderiam ser postos em causa por uma pessoa sensata, por exemplo:

- Recusa de despesas de mais de 60% do Petróleo Disponível. Isso é injusto, arbitrário e caprichoso.

Recomendação: elimine esta disposição.

- Falta de concessão de todos os custos de Data pré-Efectiva, que pode ser considerável.

Recomendação: inclua os custos directos pagos em Moçambique antes de obter o contrato de Concessão em desembolsos de caixa, sem custos gerais permitidos.

Recomendação: mantenha todas as considerações normativas (moralistas) fora da análise do fluxo de caixa.

5. Soluções para os impostos em excesso de 100% do lucro

A recomendação preferida do autor. Deixe a partilha de produção a favor de taxas de impostos mais elevadas sobre a empresa, desde que sejam alcançadas as metas de lucros. Mantenha uma análise honesta do fluxo de caixa, permitindo uma recuperação de todos os pagamentos, inclusive os impostos e encargos de financiamento.

Uma recomendação alternativa: a mesma, mas limita a quota de produção de modo que os impostos colectivos acima não ultrapassem qualquer tecto, tal como 76-80% da receita líquida em dinheiro do contribuinte para o ano. Retire a redução da quota de produção do governo, para minimizar os cálculos necessários.

6. Negação das deduções de despesas com juros – subcapitalização

Segundo a pesquisa feita pelo consultor, os juros pagos a partir de uma sociedade moçambicana a um residente ou não residente estão sujeitos a uma retenção na fonte de 20%, a menos que (neste último caso), a taxa seja reduzida num tratado fiscal. Isto irá aumentar em 20% as receitas de Moçambique relativas a cada pagamento, mas cada um deles irá reduzir os impostos de renda sobre a sociedade em 32%. Neste sentido a proposta de subcapitalização na lei é sensível, mas deve especificar se a “equidade” se baseia no valor de mercado correcto ou nos números financeiros, e, além disso, eu gostaria de dar ao contribuinte a oportunidade de provar porque razão a filial é a única fonte de financiamento.

Recomendação: use o valor da equidade, porque ele está ligado à realidade das práticas bancárias.

Recomendação: visto que a “erosão da base” (erosão do rendimento tributável por meios ilícitos, tais como pagamentos excessivos às associadas) é um problema sério (agora sob revisão séria pela OCDE), eu recomendo acompanhar de perto os desenvolvimentos da OCDE nesta área, e preparar-se para adoptar as normas da OCDE, porque elas tendem a ser ponderadas.

c) Retenção de impostos na fonte

Não há um imposto sobre lucros de filiais. Isto facilita às filiais mover dinheiro para a sede ou para outro lugar, sem retenção. Os impostos sobre lucros de filiais tratam tais repatriações como dividendos ou juros. São impostos complicados para administrar, mas evitam a drenagem de fundos.

As taxas de retenção na fonte são relativamente elevadas e podem levar à concentração de fundos em Moçambique, devido à retenção de impostos na fonte. O consultor não calculou este impacto, porque as empresas podem criar a alternativa de não distribuir dividendos, mas em vez disso podem movimentar lucros para outros países onde os fundos são investidos em novos projectos. Esta é uma prática crónica das empresas norte-americanas.

O imposto sobre lucros das filiais. O conceito é relativamente recente e funciona como se segue. É a versão americana do que Moçambique poderia impor. Em 1986, o Congresso aprovou impostos sobre lucros de filiais e sobre juros a nível das filiais, que se aplicam apenas a empresas estrangeiras que exercem actividades através de sucursais sem personalidade jurídica nos Estados Unidos. Se uma empresa estrangeira faz negócios nos Estados Unidos através de uma subsidiária americana, os lucros da subsidiária distribuídos aos accionistas a título de dividendos estão sujeitos a dois impostos dos EUA - o imposto sobre o rendimento das sociedades e um imposto retido na fonte sobre os dividendos. O imposto sobre lucros de filiais - um imposto sobre o lucro auferido nos Estados Unidos através de uma sucursal sem personalidade jurídica e tido como repatriado pela empresa estrangeira proprietária da filial – pretende ser comparável com o imposto retido na fonte sobre os dividendos, que aplicar-se-ia se a filial fosse constituída como uma subsidiária nos EUA.

Se uma subsidiária americana obtiver um empréstimo no exterior, os juros da dívida geralmente são dedutíveis pela sociedade, mas para o credor constitui uma fonte de renda americana, que pode estar sujeito a retenção na fonte. O imposto sobre juros ao nível de filial, que se assemelha ao imposto sobre os lucros transferidos pelas filiais, destina-se a ser um imposto retido na fonte comparável sobre os juros deduzido por uma filial americana sem personalidade jurídica de uma empresa estrangeira.

Recomendação: adicione um imposto sobre os lucros de filiais ao sistema de retenção na fonte, para proteger as suas receitas.

Recomendação: celebre tratados fiscais bilaterais. Aceite reduções das taxas do imposto de retenção na fonte a favor da aplicação melhorada que resulta dos tais tratados.

d) Aplicação de Receitas

Eu incluí uma adição extensa do projecto de lei para este estar em conformidade com as normas da EITI e para minimizar o desvio de receitas.

Recomendação: Adopção do Artigo 48 proposta acima.

VII. Calendário das Receitas

Claramente, se a mesma quantidade de receitas estiver envolvida, então receber a receita mais cedo é preferível a recebê-la com atraso. É claro que a empresa operadora tem a preferência exactamente oposta. Devido ao risco de fracassos por algum motivo (jacto explosivo, informações geológicas incorrectas, distúrbios civis, etc.), as empresas de petróleo que entram em novas áreas com fraquezas institucionais, irão resistir sobretudo por causa do alto risco de sofrer perdas, em comparação com a Noruega, por exemplo. Nos EUA, onde o petróleo e o gás já estão em mãos privadas há mais de um século de actividade, é prática comum para a empresa operacional (geralmente um locatário) pagar ao locador um bónus, geralmente recuperável através da partilha de produção posterior; o Departamento do Tesouro trata o pré-pagamento como um bónus real que está sujeito a redução.

Obviamente, em alguns casos, o país anfitrião simplesmente precisa de dinheiro, caso em que pode, entre outras coisas, pedir empréstimos contra receitas futuras (durante algum tempo foi o caso da Rússia), ou simplesmente “antecipar” a sua participação na receita dentro dos limites toleráveis para as empresas operacionais. Em teoria, na ausência de um aumento dos riscos a longo do tempo, dado o fluxo de caixa líquido descontado do projecto não ser reduzido pelo pagamento antecipado, este pagamento é aceitável. Do lado do governo, é preciso reconhecer que o operador se envolve numa ampla modelagem financeira antes de se comprometer com um projecto e, ao fazê-lo, normalmente vai empregar folhas de cálculo do fluxo de caixa líquido descontado, para avaliar o projecto.

Na minha opinião, o calendário das receitas do projecto de lei é mais ou menos normal, ou seja, um compromisso inicial (que pode ser demasiado pesado para pequenos projectos) e uma parte crescente das receitas dos campos petrolíferos ao longo do tempo, com pagamentos de bónus durante todo o processo.

A lei faz com que os contribuintes se envolvam em grandes projectos de produção de baixo

custo, que têm a vantagem de permitir ao governo financiar os projectos infra-estruturais, tal como a construção de estradas, que irão facilitar o rápido crescimento económico e de tornar os projectos de menor rendimento mais viáveis no futuro, devido à presença de mais infra-estruturas

VIII. Melhores Práticas

Ao autor foi pedido que preparasse comentários sobre o projecto de lei em relação as Iniciativa Internacional de Transparência na Indústria Extractiva (EITI) e Publiquem Aquilo que Pagam (*Publish What You Pay*).

A iniciativa deve aumentar a transparência sobre pagamentos por parte das indústrias de petróleo, gás e minerais aos governos e entidades ligadas ao governo, bem como a transparência sobre as receitas recebidas pelos governos dos países de acolhimento. A ideia central é que as empresas publiquem o que pagam e os governos relatem o que recebem, integrado num relatório da EITI. Processualmente, a EITI exige que os seus relatórios sejam compreensíveis, promovidos activamente, de acesso público, e contribuam para o debate público.

O consultor não encontrou nada no projecto da lei do petróleo, que sugira aumentar a transparência. Ele é da opinião que essa ausência é uma falha. O autor inseriu algumas propostas em busca do cumprimento da EITI sob a forma de emendas.]

Aqui estão os Esboços dos Padrões. São susceptíveis de ser aceites. Os comentários do autor são inseridos em **vermelho**.

1. ***A EITI de cada país define os seus próprios objectivos. Todos os países que implementam a EITI já desenvolvem um “plano de trabalho EITI”. Na Norma da EITI revista, o plano de trabalho do país terá um papel muito mais significativo. Os grupos de partes interessadas da EITI (MSG) em cada país são obrigados a definir os seus próprios objectivos de implementação. Estes devem articular o que querem atingir com a sua EITI, e como planeiam realizar esses objectivos. Isto garante que a EITI é bem fundamentada no diálogo nacional sobre a forma como os recursos naturais são geridos.***

O consultor não sabe nada sobre este processo em Moçambique.

2. ***Apresentar o contexto. A fim de tornar os Relatórios da EITI mais fáceis de entender e usar, a Norma revista da EITI introduz um novo requisito segundo o qual os relatórios da EITI devem conter informações contextuais básicas sobre o sector extractivo. Isto inclui:***
 - *garantir a divulgação dos dados de produção,*
 - *garantir a divulgação da propriedade dos titulares das licenças, com a divulgação da titularidade final a ser incentivada,*
 - *uma descrição de como as alocações de receitas entram nas contas do estado, em contas locais ou em outras contas,*
 - *uma descrição do regime fiscal, com a divulgação dos contratos de produção sendo*

incentivados.

Este é um assunto interno.

3. **Novos requisitos de divulgação.** *Vários dos requisitos de informação da EITI encontrados nas anteriores Regras da EITI foram reforçados e a Norma da EITI introduz novos requisitos de informação em diversas áreas:*
4. *Divulgações completas e precisas. Exige-se que o Relatório da EITI contém a divulgação completa pelo governo de todas as receitas recebidas das indústrias extractivas. Os procedimentos de comunicação também foram reforçados, e exigem que o administrador independente e o MSG avaliem as práticas de auditoria vigentes e concordam sobre os procedimentos para assegurar que os dados sejam divulgados no Relatório da EITI. Estas alterações visam garantir que o Relatório da EITI fornece uma ideia completa das receitas recebidas, e que o Relatório da EITI aborda de forma mais clara a fiabilidade dos dados.*
5. *Relatórios desagregados. Os dados do relatório da EITI agora devem ser apresentados pelo tipo individual do pagamento, a empresa e órgão do governo e pelo projecto. Os relatórios do nível de projecto devem ser consistentes com os requisitos nos EUA e na UE.*
6. *As empresas estatais. A Norma revista da EITI exige mais transparência das actividades de empresas estatais (SOE). As SOE agora irão informar sobre transferências financeiras entre SOE e outras entidades governamentais, receitas arrecadadas em nome do governo, incluindo as receitas provenientes da venda de participações estatais da produção, e qualquer despesa em serviços sociais, infra-estruturas públicas ou subsídios de combustível executados pelas SOE. As SOE são também obrigadas a revelar o seu nível proprietário em todas as empresas extractivas que operam no país.*
7. *Transferências sub-nacionais. Em muitos países, a maior parte das receitas provenientes dos recursos naturais decorrentes em níveis sub-nacionais não são derivados de pagamentos das empresas a entidades do governo local, mas a partir de transferências do governo central. Dependendo dos quadros de distribuição de receitas em vigor, estas transferências podem ser uma fonte de receita consideravelmente maior para entidades sub-nacionais do que impostos e taxas arrecadados a nível local. A norma da EITI exige que tais transferências sejam relatadas onde é exigido por lei e onde são materializadas.*
8. *Despesas sociais por parte das empresas. Quando as empresas são legalmente ou contratualmente obrigadas a fazer contribuições sociais, estas devem ser divulgadas. **Não se trata propriamente de direito fiscal***
9. *Pagamentos de trânsito. Quando os países arrecadam receitas significativas a partir do transporte de petróleo, gás e minerais, tais como dutos, o governo é obrigado a divulgar as receitas recebidas.*

Não se trata propriamente de direito fiscal.

10. **Os relatórios anuais de actividade.** *A exigência de publicar relatórios de actividade anuais já não se limita aos países que cumprem mas agora é uma exigência para todos os países de*

implementação. Prevê-se que os países irão relatar os progressos em cumprir os requisitos da EITI, bem como os esforços para atingir os objectivos estabelecidos nos seus planos de trabalho.

11. **Melhoria dos procedimentos de Validação da EITI.** As mudanças no processo de garantia da qualidade da EITI visam melhorar a qualidade, a eficiência e a coerência das avaliações de Validação. A Validação será adquirida e administrada pela Secretaria Internacional e não por países que implementam. Os países irão realizar a Validação com mais frequência, com os países que cumprem a serem reavaliados a cada três anos em vez de cinco em cinco anos.
12. **Simplificado e reestruturado.** Parte um da “Implementação da Norma da EITI” inclui: os Princípios da EITI, que não foram modificados. A segunda parte agora inclui os sete Requisitos da EITI, que definem as expectativas dos países implementadoras de forma mais clara e lógica. Os requisitos incorporam a maior parte das disposições encontradas nos Critérios, Requisitos e Notas de Política da ITIE nas Regras da EITI de 2011. O Guia de Validação foi revisto para reflectir o acordo segundo o qual a Validação será administrada pela Secretaria Internacional. O Protocolo da Sociedade Civil - idêntica à Nota de Política 6 nas Regras de 2011- foi mantido. A parte três sobre Governança e Gestão estabelece a forma como a EITI é regida e inclui: Artigos de Associação ligeiramente alterados; a política do logótipo da EITI, a política de abertura da EITI; e projectos ligeiramente alterados de directrizes sobre o círculo eleitoral da EITI. **“C”a “e” não se tratam propriamente de direito fiscal.**
13. **Tornar os dados legíveis por computador.** A riqueza de novos dados nos relatórios futuros da EITI e as novas regras de divulgação na UE e nos EUA constituem uma vasta quantidade de dados, que será de pouca utilidade se não for disponibilizada em formatos abertos e acessíveis. A Norma revista da EITI encoraja os países a tornar os seus dados disponíveis em formatos legíveis por computador de modo que os cidadãos, jornalistas e analistas possam usar as informações para as analisar, visualizar e comparar com outras fontes de dados.

Recomendação: tornar esses princípios concretos, adicionando-os à lei.

O autor inseriu uma referência relativa a este assunto no novo material relacionado com o uso das receitas.

Aliás, a UE está a contemplar uma nova Directiva em matéria de informação financeira que irá exigir que certos grandes empreendimentos da indústria extractiva de recursos naturais e as ONG informem os governos sobre pagamentos. Este desenvolvimento deve ajudar a forçar a divulgação de pagamentos indevidos e, assim, reduzir essa prática.

IX. Propostas para futuro trabalho analítico

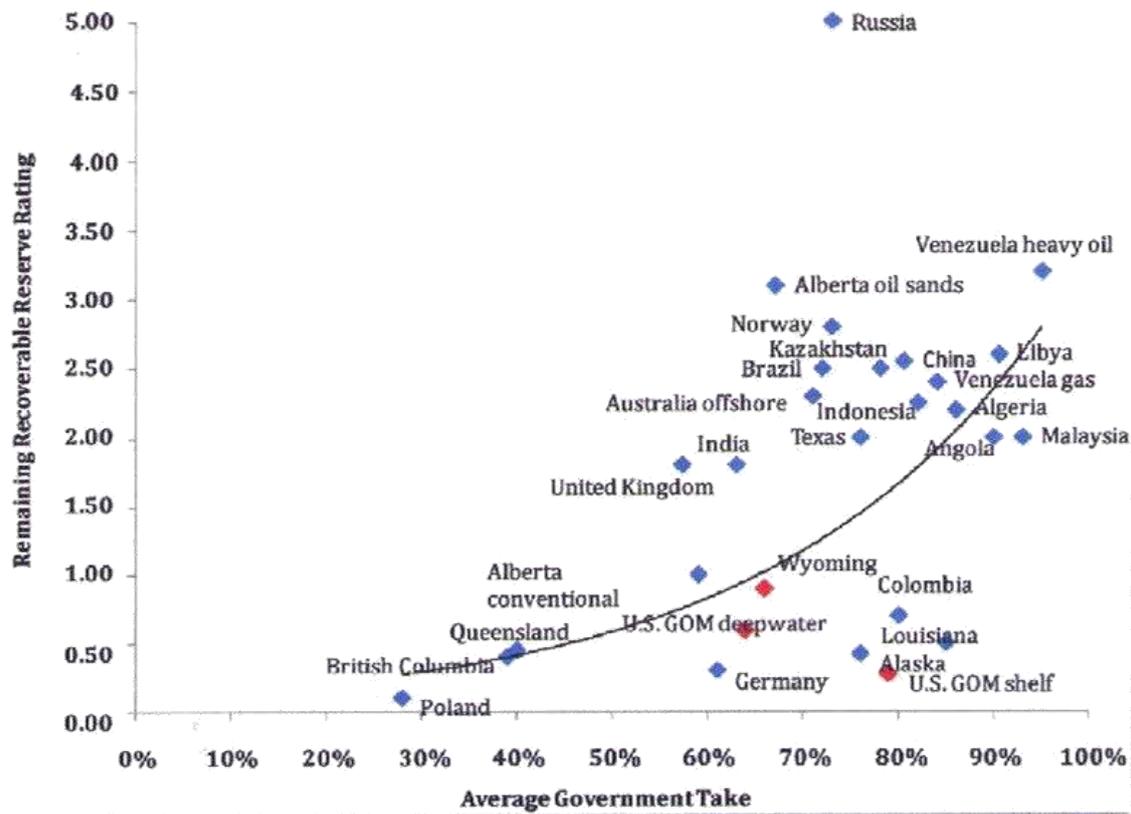
Há muito mais a ser feito, incluindo o que se segue abaixo.

O projecto de lei vai exigir regras interpretativas e processuais, a fim de que seja implementado sem problemas. Muitas vezes ter *uma* interpretação, não importa qual ela seja, é melhor do que não ter nenhuma.

- O movimento de fundos precisa de ser embelezado e claro para assegurar que não haja fraudes ou que as receitas sejam “mal-apropriadas”.
- As leis anti-suborno precisam de ser consultadas para ver se são realistas, tendo em conta a enorme quantidade de dinheiro que está em jogo no sector de petróleo e gás. Se forem débeis, devem ser melhoradas, seja por regulamentação ou legislação, conforme as circunstâncias.
- O cumprimento da EITI precisa de ser implementado escrupulosamente.
- Deve ser revisto o processo de administração tributária para assegurar que é tanto quanto possível à prova de corrupção.
- Deve-se promulgar legislação relativa às pessoas que apresentarem denúncias.
- Sanções civis e penais devem ser revistas para verificar se são suficientes para evitar incorrecções.
- Averiguar a celebração de mais tratados fiscais. Quanto maior for a rede de tratados, melhor do ponto de vista da Concessionária. O problema dos preços de transferência artificiais pode ser reduzido celebrando acordos fiscais bilaterais, pois estes oferecem cooperação administrativa mútua no que diz respeito à determinação de preços de transferência, com o objectivo de forçar as empresas multinacionais fixar preços reais. Existe também um recente tratado de execução fiscal multilateral que é um grande passo para permitir aos governos cobrar impostos não pagos por pessoas estrangeiras em tribunais estrangeiros (Convenção da OCDE sobre Assistência Administrativa Mútua em Matéria Fiscal).
- Moçambique - e qualquer outro país - deveria analisar esta oportunidade. Nota: as investigações de fixação de preços de transferência actualmente constituem, aparentemente, o problema de inspecção fiscal mais comum enfrentado pelas empresas na área dos recursos naturais.

ANEXO A. RESERVAS REMANESCENTES (EIXO VERTICAL) E DEDUÇÃO GOVERNAMENTAL MÉDIA (EIXO HORIZONTAL)

Government Take Relative to Remaining Recoverable Reserve Ranking

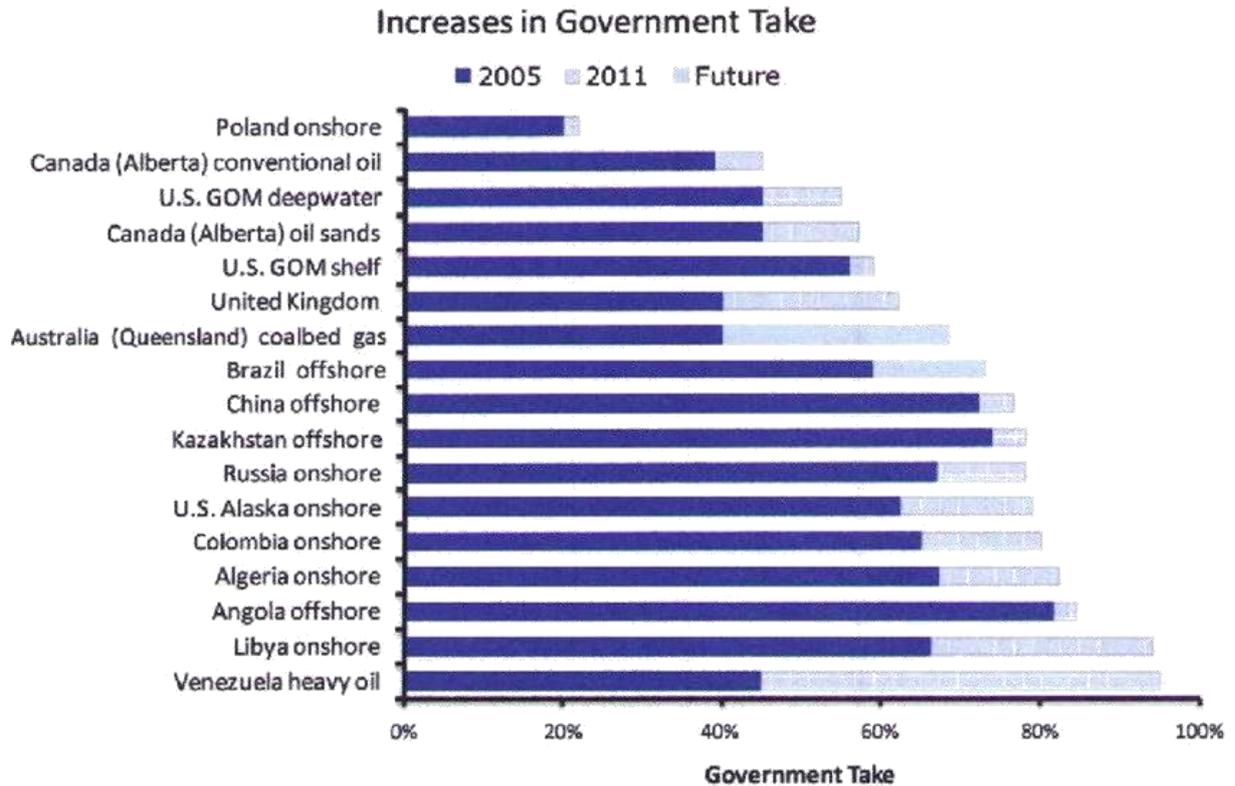


This table compare remaining reserves on the vertical axis (higher is more) and average government take, Rising from left to right. The implication is that the greater the reserves, the higher the top rate the country is able to extract.

Mozambique's large reserves suggest it can extract a high rate,

ANEXO B: AUMENTO DA DEDUÇÃO GOVERNAMENTAL AO LONGO DO TEMPO

Increase of Government Take (2005–2011)



Note: Russia - sale in domestic market assumed. Netback price reflects the difference between WTI and the domestic market price.

Source: IHS CERA

ANEXO C: TRATAMENTO TÍPICO PELOS EUA DOS GASTOS RELACIONADOS COM O PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Os políticos podem achar esta repartição das despesas comuns relacionadas com o petróleo e gás úteis em classificar gastos capitalizados das deduções actuais, ou pelo menos em listar muitas despesas comuns que pretende caracterizar como despesas ou dispêndios de capital. Muitos podem não concordar com a dedução ou capitalização de qualquer item em particular. A regra geral de acordo com a lei dos EUA é que os pagamentos para os itens que perduram por mais de um ano devem ser capitalizados e, em seguida, amortizados ao longo do tempo à medida que a sua vida útil expirar.

A. Custos de Concessão (Despesas de Capital)

1. Pesquisa da localização de Concessão pelo engenheiro, geólogo, etc., para fins diferentes de localizar um sítio de um poço.
2. Despesas geológicas e geofísicas resultando na aquisição ou retenção de uma propriedade de petróleo e gás.
3. Despesas relacionadas com arrendar a propriedade do governo
4. Custos legais de assegurar a Concessão
5. Taxas legais incorridas para obter acesso à propriedade e para obter servidões etc.
6. Bónus de arrendamento pago ao governo ou a outro proprietário.
7. Preço de aquisição de petróleo ou gás existente
8. Furos de núcleos perfurados para obter dados geológicos.
9. Trabalhos sísmicos para determinar o tamanho das reservas ou do depósito.
10. Taxas legais incorridas em formular contratos.
11. Despesas de viagens incorridas em adquirir concessões
12. Salários do Pessoal do departamento de terra da Concessão adquirida
13. Custos de adquirir equipamento de petróleo e gás e tubos
14. Perfuração não-tangível e custos de desenvolvimento (ver abaixo para pormenores)
15. Rendas em atraso]

B. Custos de Perfuração não tangíveis – Determinação dos EUA para os deduzir

1. Custos administrativos relacionados com contratos de perfuração.
2. Custos de pesquisa e sísmicos da localização de um sítio de poço na

- 3. Concessão.
- 4. Custos de perfuração.
- 5. Nivelamento, escavação de poços de lama e terraplanagem para preparar o sítio de perfuração
- 6. Custos de construção de estradas ou canais para o sítio de perfuração.
- 7. Indemnizações de danos de superfície para o dono da terra.
- 8. Indemnizações de danos de culturas.
- 9. Custos de montar a plataforma no sítio de perfuração.
- 10. Custos de transporte da plataforma.
- 11. Serviços técnicos de geólogo, engenheiro, e outros envolvidos em perfurar o poço.
- 12. Lama de perfuração, fluidos e outros suprimentos utilizados na perfuração do poço
- 13. Transporte de tubos de perfuração e revestimento.
- 14. Cimentar o revestimento (mas não o próprio revestimento).
- 15. Aluguer de equipamento especial e tanques a serem usados na perfuração do poço.
- 16. Perfuração do revestimento do poço
- 17. Custos de registo, com excepção de levantamentos de velocidade.
- 18. Custos de tirar a plataforma da localização.
- 19. Terraplanagem para limpar o local do poço
- 20. Custos de acidificação, fracturara formação e Outros custos de conclusão.
- 21. Custos de esfregação para completar o poço
- 22. Custos de obter um contrato operacional para as operações de perfuração.
- 23. Custos de isolar o poço se estiver seco
- 24. Custos de testes de formação.

**C. Equipamento de
 Locação e de Poço
 (Despesas de Capital)**

- 1. Revestimento de superfície
- 2. Imposto sobre a venda de equipamento adquirido e custos de entrega
- 3. Custos do revestimento do poço
- 4. Equipamento para a eliminação de água salgada e poço
- 5. Transporte de tubos para o estaleiro mas não do estaleiro para o sítio do poço
- 6. Custos de produção da tubulação
- 7. Custos da cabeça de poço e da “Árvore de Natal”
- 8. Custos de bombas e motores, incluindo o transporte

9. Custos de tanques, linhas de fluxo, tratadores, separadores, etc., incluindo o transporte
10. Terraplanagem para tanques e equipamento de produção
11. Estradas construídas para a operação da fase de produção
12. Construção de dutos, incluindo terraplanagem e servidões.
13. Custos de montagem de tanques e equipamento de produção
14. Custos de construção da plataforma de viragem para camiões e poços de transbordo por volta da bateria de tanques novos

D. Despesas Operacionais – Normalmente Deduzidas

1. Custos de interruptor o bombeiro que opera os poços .
2. Custos de reparações menores de bombas, tanques, etc.
3. Nivelar estradas existentes.
4. *Treat-o-lite* e outros materiais e suprimentos usados na operação do poço
5. Remoção de haste de bombeio e da bomba, e limpeza do poço
6. Utilidades.
7. Impostos além de impostos sobre o rendimento
8. Depreciação do equipamento usado na concessão
9. Aluguer de equipamento
10. Salários para pintar e limpar a concessão
11. Sinalização de arrendamento
12. Salários de outro pessoal operacional capataz, superintendente, engenheiro, etc.
13. Custos de eliminação de água salgada (além dos sob C.4. acima).
14. Parte atribuível dos custos gerais.
15. Despesas de injeção

ANEXO D. MATRIZ DOS IMPOSTOS APLICADOS ÀS ACTIVIDADES PETROLÍFERAS E DE GÁS EM PAÍSES SELECIONADOS – PRODUTO DO AUTOR

País	Regime Fiscal	Taxa do Imposto sobre o Rendimento de Sociedades	Contratos de Partilha de Produção com o Governo	Taxa de Impostos de Direitos
Argélia	Geralmente controlado por contrato de partilha de produção (PSA) ou outros contratos semelhantes celebrados entre as autoridades argelinas e o empreiteiro.	38%		20%, mas pode ser reduzido para 16,25% e 12,5% dependendo do território. O Ministério da Finanças pode reduzir para 10% à sua discrição
Angola	Existem três tipos de contratos, cada um com diferentes regimes fiscais: 1. Acordo de partilha de produção (PSA) - a forma mais comum de arranjo 2. Parceria - aplica-se apenas a determinadas parcerias criadas na década de 1960 e 1970, como o Bloco 0 e FS / FST 3. Contrato de serviço de Risco (RSC)	50% e operar sob acordo de partilha de produção, 65,75% se não		
Argentina	Argentina está organizada em governos federais, provinciais e municipais. O regime fiscal que se aplica à indústria do petróleo consiste principalmente de tributos federais e provinciais.	35%		
Austrália	O regime fiscal que na Austrália se aplica à indústria do petróleo consiste numa combinação de imposto sobre o rendimento de sociedades (CIT) e quer um imposto sobre o arrendamento de um recurso petróleo (PRRT) quer uma tributação com base em royalties.	30%		0-12.5%
Brasil	O regime fiscal brasileiro, que se aplica à indústria de petróleo e gás é composto de CIT e deduções do governo e de terceiros preciso. As deduções pelo Governo e terceiros variam dependendo do tipo de contrato. Dois tipos de contratos são o contrato de concessão (CC) e o contrato de partilha de produção (PSA)	15%, mais imposto adicional de 10% sobre lucros > BRL 240,000 e um imposto de contribuição social de 9%. A tributação é a mesma para as entidades com contratos CC ou PSA, ou ambos.	Sim	10% do volume total de produção de cada mês x preços de referência relevantes (ANP). Pode reduzir o volume de produção em 5%, em algumas circunstâncias

País	Taxa de Imposto sobre Dividendos	Taxa de Imposto Separado sobre Mais Valias	Taxa de Imposto sobre as Remessas de Filiais	Participação nos Lucros
Argélia				
Angola				
Argentina				
Austrália		30%		
Brasil	34%	15%. Perdas limitadas a 30% de mais valias futuras. Taxa de 25%, se beneficiário mora na jurisdição de baixa tributação (jurisdição com imposto de renda inferior a 20%)		

País	AMT/MPIT (Imposto de Rendimento Mínimo Presumido)	Imposto sobre contratos de alugueis	Imposto sobre Lucros Inesperados e 7 ou Excessivos	Subsídios especiais
Argélia			5-50% quando o custo por barril é de \$30+, 30% sobre lucros excessivos (15% se reinvestido)	
Angola		Amortização anual de despesas de capital de 25%		
Argentina	1%			Amortização anual de despesas de capital de 25%
Austrália				Valor decrescente (= valor de base x dias mantidas/365 dias x 200% / vida útil do activo), Custo primeiro = custo do activo x dias mantidas/365 dias x 100% / vida útil do activo
Brasil				Edifícios 25 anos, Maquinaria 10 anos, veículos e computadores 5 anos

País	Transacção	IVA	Imposto de Selo	Imposto sobre o Volume
Argélia	1%			
Angola				
Argentina		21%	1%	2.5%
Austrália				
Brasil				

País	Importação/Exportação	Perdas	Imposto sobre a Produção do Petróleo	Imposto sobre a Venda do Petróleo
Argélia			20%, pode ser reduzido até 10% a requerimento	70%, dedutível do imposto sobre o rendimento
Angola				
Argentina	0/35% importação, 5-25% exportação			
Austrália				
Brasil		reporte de prejuízos até 30% do rendimento anual tributável		

País	Imposto sobre os rendimentos do petróleo	Incentivos ao investimento	Taxa de Extração	Outra Política
Argélia	35%. Crédito fiscal para 144 meses a partir da data de produção.			
Angola		R&D e investimento em terra		O petróleo é limitado a uma percentagem máxima da quantidade total de óleo produzido em cada área de desenvolvimento, de acordo com o respectivo PSA (geralmente 50%, mas pode ser aumentado até 65%, se as despesas de desenvolvimento não são recuperadas dentro de quatro ou cinco anos a contar do início da produção comercial ou do ano em que se incorreram os custos, consoante a data que seja posterior.
Argentina				

Austrália				
Brasil		<p>Crédito de investimento em R&D</p> <p>Crédito de investimento redução de 75% de 25% CIT devidamente calculado sobre o lucro das actividades abrangidas pelo tratamento de incentivo fiscal para projectos a serem considerados vitais para a modernização. Redução de 12,5% para novos empreendimentos considerados prioritários em lucros apurados dedução total de 60-100% de gastos por períodos de R&D Bónus de assinatura para ganhar licitante para a exploração de petróleo e gás natural taxas de 10-40% = para grandes volumes de produção ou ganhos elevados</p>		

País	Retenção na Fonte Geral	Royalties WHY	Juros de WHY Interest	Dividendos de WHT
Argélia				
Angola		10%	10%	0%
Argentina		21%/28%/31.5%	15.15%/35%	0%
Austrália		30%	30%	10%
Brasil		15-25%	15-25% (Mais elevado para jurisdição de impostos baixos)	15-25% (Mais elevado para jurisdição de impostos baixos)

País	WHT Administrativo	Pagamentos de Serviço de WHT	Aluguer de WHY	Remessas de Filiais de WHY
Argélia				
Angola		5-25%		
Argentina				
Austrália				
Brasil	15-25%		15-25%	

País	Regime Fiscal	Taxa do Imposto sobre o Rendimento de Sociedades	Contratos de Partilha de Produção com o Governo	Taxa de Impostos de Direitos
Canadá	O regime fiscal que se aplica à indústria de petróleo e gás no Canadá é composto por uma combinação de royalties e impostos sobre o rendimento	15% + 10-16% taxa provincial		20%, mas pode ser reduzido para 16,25% e 12,5% dependente do território. O Ministério da Finanças pode reduzir para 10% à sua discrição
Chade	Contrato de partilha de produção (PSC) i) o contrato de produção padrão (doravante referido como o Modelo PSC); ii) o PSC e acordos de concessão (CA) celebrados entre o Estado do Chade e os empreiteiros (as companhias de petróleo), e iii) o Código Tributário do Chade.	40% no âmbito de um contrato de partilha de produção	Sim	14.25-16.5 para petróleo bruto, 5-10% para gás
Colômbia	O regime fiscal que se aplicá à indústria de petróleo no Colômbia é composto por uma combinação de (CIT) e tributação com base em royalties	33%		8% (até 5.000 barris / dia), 8 + [produção - 5000] * 0.10 (5001 para 125 mil barris / dia), 20% (125.001 a 400.000 barris / dia), 20 + [produção - 400.000] * 0,025 (400.001 a 600.000 barris / dia), 25% (mais de 600 mil barris / dia)
Costa do Marfim	O regime fiscal que se aplica à indústria do petróleo na Costa do Marfim consiste de direito tributário da Costa do Marfim, o código de petróleo da Costa do Marfim e dos contratos de partilha de produção (PSC), ou o contrato de prestação de serviços celebrado entre o Governo da Costa do Marfim e o empreiteiro (doravante referida como a Titular).	25%. Em termos do PSC, uma empresa de E & P financia toda a exploração e os custos de desenvolvimento e assume todos os custos e s riscos desta operação, no caso de petróleo e gás nenhum ser encontrado.	Sim	Depende dos termos do contrato de partilha de produção
Congo	O regime fiscal que se aplica à indústria do petróleo na República Democrática do Congo (RDC), consiste no Direito Tributário congolês, o Código Tributário Geral datado de Março de 2003, o livro da reforma do imposto sobre os procedimentos datado 13 de Março de 2003, o Decreto-Lei de Hidrocarbonetos n° 81-013 datado 2 de Abril de 1981, o código alfandegária e a pauta aduaneira, o contrato de partilha de produção relevante (PSC) ou outro contrato semelhante celebrado entre o Governo e a empresa de petróleo, e a legislação provincial	40%	Sim	Depende dos termos do contrato de partilha de produção

País	Taxa de Imposto sobre Dividendos	Taxa de Imposto Separado sobre Mais Valias	Taxa de Imposto sobre as Remessas de Filiais	Participação nos Lucros
Canadá			25% adicional reduzido a 5/15% com tratado	
Chade	Isento	25% da atribuição de activos		
Colômbia				
Costa do Marfim		25%, igual à CIT		
Congo				

País	AMT/MPIT (Imposto de Rendimento Mínimo Presumido)	Imposto sobre contratos de alugueis	Imposto sobre Lucros Inesperados e 7 ou Excessivos	Subsídios especiais
Canadá				
Chade		Contribuição anual conforme acordado no PSC		Delimitação de acordo com o modelo PSC (negociável) e LIFO (último a entrar e primeiro a sair). Não existe maior reembolso de custos do que 70%
Colômbia				Computadores e veículos 5 anos, máquinas 10 anos, imóveis 20 anos
Costa do Marfim		Sem taxa legislada específica e depende dos termos dos contratos de partilha de produção		Dedução imediata dos custos de exploração, certos activos elegíveis para depreciação acelerada (TBD por funcionários).
Congo		US\$ 2/km ² e US\$ 500/km ² por licença		

País	Transacção	IVA	Imposto de Selo	Imposto sobre o Volume
Canadá				
Chade		Na maior parte isento		
Colômbia		16% para pagamentos por serviços de assistência técnica e serviços de consultoria, técnicas e serviços prestados na Colômbia e no exterior		
Costa do Marfim				
Congo				

País	Importação/Exportação	Perdas	Imposto sobre a Produção do Petróleo	Imposto sobre a Venda do Petróleo
Canadá				
Chade				
Colômbia		Reporte de prejuízos de 8 anos com máximo de compensação/ano de 25%		
Costa do Marfim	Sim, depende de determinados factores			
Congo				

País	Imposto sobre os rendimentos do petróleo	incentivos ao investimento	Taxa de Extração	Outra Política
Canadá		20% para R&D (possivelmente até 35% para o máximo SR&ED anual de CAD\$ 3M)		

Chade		R&D e investimentos em terra		O petróleo é limitado a uma percentagem máxima da quantidade total de óleo produzido em cada área de desenvolvimento, de acordo com o respectivo PSA (geralmente 50%, mas pode ser aumentado até 65%, se as despesas de desenvolvimento não são recuperadas dentro de quatro ou cinco anos a contar do início da produção comercial ou do ano em que se incorreram os custos, consoante a data que seja posterior.
Colômbia		Exploração - nenhuma exigência para o cálculo do imposto sobre o rendimento, transportado para exercícios seguintes: Dedução Ambiental de até 20% da renda anual soma de ANH de 10% da produção de hidrocarbonetos leves e 5% no caso de hidrocarboneto pesado		
Costa do Marfim		Os titulares de PSC estão isentos de quaisquer impostos, direitos e taxas, assim que assinam o contrato de PSC para o período em que realizam R&D durante o período de E&P até ao fim das suas actividades na Costa do Marfim ou no final do PSC. Os principais impostos isentos são: Imposto sobre operações bancárias Imposto sobre vendas ou imposto semelhante (IVA) Impostos e taxas aplicáveis aos produtos petrolíferos fornecidos para instalações permanentes e instalações de perfuração. Transportar para exercícios seguintes ou anteriores de perdas aceitável e por tempo indeterminado		Existem bônus, mas quantidade é dependente do PSC. Existem em 50M, 75M, 100M e 200M de barris Partes do Gov. de lucros do petróleo: 0-100k(barrels) 45%, 100k-200k - 47%, 200k-300k - 55%, 300k+ - 60%
Congo				Taxa Mineral - Taxa depende dos termos do PSC

País	Retenção na Fonte Geral	Royalties WHY	Juros de WHY Interest	Dividendos de WHT
Canadá		25%	25% não residente, 15% não residente com Tratado, 5/10% Corporação não residente com tratado	
Chade				
Colômbia		33% (royalties na aquisição e exploração de não-tangíveis)	15.15%/35%	0%
Costa do Marfim		Isento	Isento	
Congo				
País	WHT Administrativo	Pagamentos de Serviço de WHT	Aluguer de WHY	Remessas de Filiais de WHY
Canadá				
Chade				
Colômbia		10% (assistência técnica. Serviços e consultoria), 10% de serviços técnicos, 33% pmt por serviços prestados na Colômbia		
Costa do Marfim		25-30% 25-30% da quantidade de salários, resultando na taxa efectiva de 7,5%		Geralmente aplicável mas não no âmbito de PSC
Congo				

País	Regime Fiscal	Taxa do Imposto sobre o Rendimento de Sociedades	Contratos de Partilha de Produção com o Governo	Taxa de Impostos de Direitos
Equador		23%, 22% em 2013	Sim (81.5-87.5%)	12.5% a 18.5%
Guiné Equatorial	O regime fiscal aplicável à indústria de petróleo e gás é fornecido pelo Código Tributário da EG (EGTC) datada de 28 de Outubro de 2004, a Lei de Hidrocarbonetos da EG nº 8/2006, de 3 de Novembro de 2006, o contrato de partilha de produção (PSC) ou outro contrato semelhante celebrado entre o Governo da Guiné Equatorial (EG) e o empreiteiro	35%	Yes	>13%
Indonésia	O regime fiscal aplicável às empresas de petróleo e gás é composto de contratos de partilha de produção (PSC) que são inseridos entre os contratantes e BPMIGAS, o órgão executivo da Indonésia para as actividades de petróleo e gás a montante (anteriormente Pertamina, em nome do Governo).	25%		
Iraque		15%, 35% se relacionados com actividades de petróleo e gás a montante		
Cazaquistão	Este artigo descreve o regime fiscal em vigor para quase todos os actuais e todos os novos contratos a partir de 1 Janeiro de 2009. Este regime aplica-se a todos os contratos, excepto os acordos de partilha de produção que entraram em vigor antes de 1 de Janeiro de 2009 e os contratos especificamente aprovados pelo presidente do Cazaquistão. O regime fiscal aplicável em geral que se aplica no Cazaquistão à exploração e produção (E&P) de contratos na indústria do petróleo consiste de uma combinação de (CIT), imposto de renda na exportação, tributação de bónus e royalties. As actividades de produção de petróleo e gás são isoladas a partir de actividades a jusante e de umas a outras (ou seja, por contrato) para efeitos fiscais	20% a partir de 2010		

País	Taxa de Imposto sobre Dividendos	Taxa de Imposto Separado sobre Mais Valias	Taxa de Imposto sobre as Remessas de Filiais	Participação nos Lucros
Equador	12%			Empregado - 15% do lucro anual para os empregados. Na indústria de hidrocarbonetos o empregado recebe 3% e o Governo 12%
Guiné Equatorial				
Indonésia				
Iraque		15%, 35% se relacionado com actividades de petróleo e gás a montante		
Cazaquistão	15% 15% se pago no exterior. Normalmente reduzida para 5% por meio de tratado			

País	AMT/MPIT (Imposto de Rendimento Mínimo Presumido)	Imposto sobre contratos de alugueis	Imposto sobre Lucros Inesperados e 7 ou Excessivos	Subsídios especiais
Equador				Remissão imediata dos custos de exploração não é uma prática comum. No entanto, Terreno urbanizado 5% Habitação 5% Edifícios temporários 20% Veículos leves 25% Veículos pesados 33,33% Mobiliário de escritório 20% Material naval e de ar 20%
Guiné Equatorial		Determinado sob PSC		
Indonésia		Nenhum (Renda de recurso ou de superfície)		Estes custos podem ser objecto de remissão quando a operação estiver concluída
Iraque				

Cazaquistão		0-32% sobre exportação com base no valor do petróleo bruto e gás exportado baseadas na mesma valoração de imposto como para o Imposto sobre a a Extração Mineral	10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60% dependente da atribuição do rendimento líquido, de acordo com a % das deduções.	Edifícios e estruturas 10% (taxa de depreciação máx.), Máquinas 25%, equipamento de escritório e computadores 40%, activos fixos 15%
-------------	--	--	--	--

País	Transacção	IVA	Imposto de Selo	Imposto sobre o Volume
Equador				
Guiné Equatorial				
Indonésia	0.4%, a ser 0% em 2018			
Iraque				
Cazaquistão		12% sobre importação e exportação		

País	Importação/Exportação	Perdas	Imposto sobre a Produção do Petróleo	Imposto sobre a Venda do Petróleo
Equador				
Guiné Equatorial				
Indonésia	Geralmente isentos, mas sujeita às condições			
Iraque		Não há transporte para exercícios anteriores , transporte para exercícios posteriores de 5 anos		
Cazaquistão	Exportação □ 0-32% (progressivo com custo / bbl) Imposto de exportação de petróleo bruto de \$ 40/tonelada			

País	Imposto sobre os rendimentos do petróleo	Incentivos ao investimento	Taxa de Extração	Outra Política
Equador		Perdas a compensar: perdas operacionais líquidas podem ser transportadas e compensadas com lucros nos cinco anos seguintes, desde que o montante da compensação [original é completo?] Reinvestimento dos lucros resulta numa redução de 10% da taxa de CIT	1% do valor da taxa de serviços após a determinação da participação nos lucros e imposto sobre o rendimento	Margem de Soberania - 25% do rendimento bruto da produção do campo
Guiné Equatorial				Estado tem direito a % de todos os hidrocarbonetos
Indonésia				
Iraque		Não exceda 25% dos lucros do exercício. Transporte de perdas para exercícios anteriores não permitido.		
Cazaquistão		Bónus de Descoberta de 0,1% do valor dos recursos extractáveis comprovados	0,5% - 18% (redução de 50% se a produção e o comprador são totalmente nacionais)	

País	Retenção na Fonte Geral	Royalties WHY	Juros de WHY	Dividendos de WHT
Equador	23%, 22% em 2013		5%	1010%
Guiné Equatorial	6.25 e 10%		25%, taxa de juros bancários de 4%	25%
Indonésia		15-20%	15-20%	Depende de K
Iraque		15%	15%	0%
Cazaquistão	20%		15%	15%

País	WHT Administrativo	Pagamentos de Serviço de WHT	Aluguer de WHY	Remessas de Filiais de WHY
Equador				
Guiné Equatorial				Nenhuma
Indonésia				Depende de K
Iraque				
Cazaquistão				

País	Regime Fiscal	Taxa do Imposto sobre o Rendimento de Sociedades	Contratos de Partilha de Produção com o Governo	Taxa de Impostos de Direitos
Quênia		30%		
Líbia	Na Líbia, o regime fiscal que se aplica à indústria do petróleo é uma combinação de CIT e um imposto suplementar. De acordo com o regime do contrato de partilha de produção, os impostos são considerados a serem pagos pela Companhia Nacional de Petróleo (NOC), e o cálculo do imposto é nocional.	20%, mais um ajuste para 4% de royalties.		16.67%
México	Não há regras fiscais especiais aplicáveis à indústria do petróleo. Nota-se que as actividades de petróleo estão reservados para o governo mexicano, e que Petróleos Mexicanos (PEMEX) é o órgão responsável. A PEMEX, na sua capacidade de agência governamental, tem um regime de tributação especial, não coberta por este guia, cuja intenção é dar uma visão geral das regras fiscais aplicáveis às empresas que prestam serviços à PEMEX ou estão envolvidos na indústria do petróleo no México. No entanto, a PEMEX subcontrata uma extensa variedade de serviços a prestadores de serviços nacionais e internacionais, entre estes: perfuração, fornecimento, engenharia	30% (29% em 2013 e 28% em 2014)		

	e construção.			
Namíbia	O regime fiscal que se aplica à indústria do petróleo na Namíbia é uma combinação de imposto de rendimento de petróleo (PIT) ao abrigo da Lei de Petróleo (Impostos) 3 de 1991 (PTA), as disposições administrativas conforme consta na Lei de Imposto sobre Rendimento 24 de 1981 (Lei de Imposto sobre Rendimento) e royalties incidentes sobre as vendas sob a Lei de Petróleo e (Exploração e Produção), de 1991 (a Lei de Petróleo).	35%		5% das receitas brutas
Nigéria	As empresas que realizem operações de petróleo são considerados estar no regime a montante e tributados nos termos da Lei de Imposto sobre os Lucros de Petróleo. Nigéria tem um regime de licenciamento e um regime contratual. O regime de licenciamento tem dois arranjos. Estes são os empreendimentos conjuntos entre o Governo federal e a empresa internacional de petróleo e o operador de risco independente. Os arranjos do regime contratual são os contratos de serviços de risco e os contratos de partilha de produção.	65.75% (primeiros 5 anos), 85% (as empresas já existentes), 85% (em anos subsequentes para todas as empresas) e participação do governo com base na produção		0-20%

País	Taxa de Imposto sobre Dividendos	Taxa de Imposto Separado sobre Mais Valias	Taxa de Imposto sobre as Remessas de Filiais	Participação nos Lucros
Quênia			37.5%	
Líbia				
México	42.858%		Nenhuma	Empregados - 10% do lucro tributável ajustado da empresa
Namíbia				
Nigéria				

País	AMT/MPIT (Imposto de Rendimento Mínimo Presumido)	Imposto sobre contratos de alugueis	Imposto sobre Lucros Inesperados e 7 ou Excessivos	Subsídios especiais
Quénia				Reporte de perdas para anos anteriores n/a (aplicado a companhia de petróleo que permanentemente cessou a produção, Reporte de perdas para 5 anos posteriores
Líbia				
México	17.5%			Taxas de depreciação: Edifícios 85%, Vasos 78%, Computadores 94%, Telecom 74-85%, Ferramentas 95%, Máquinas 74-95%
Namíbia				
Nigéria		NGN200.00 km ^ 2 para a licença de prospecção de petróleo, NGN300.00 km ^ 2 para a licença de mineração de petróleo sem produção, NGN500.00 km ^ 2 para licença de mineração de petróleo com produção		Operações em terra 5%, 1-4 anos 20%, 5 anos 19%. Operações em áreas de até 100 metros de profundidade de água 10%. Operações em áreas de entre 101 metros e 200 metros de profundidade de água 15%. Operações em áreas acima de 200 metros de profundidade de água 20%.

País	Transacção	IVA	Imposto de Selo	Imposto sobre o Volume
Quénia		16%	Sim	
Líbia				
México				
Namíbia				

Nigéria	10%	5%, mas existem excepções no que diz respeito a certos produtos da indústria		
---------	-----	--	--	--

País	Importação/Exportação	Perdas	Imposto sobre a Produção do Petróleo	Imposto sobre a Venda do Petróleo
Quénia				
Líbia	6% Importação			
México		Não há reporte de perdas para anos anteriores, reporte de perdas para até 10 anos posteriores		
Namíbia				
Nigéria			Depende da quantidade de produção e da avaliação com base no ano actual	

País	Imposto sobre os rendimentos do petróleo	Incentivos ao investimento	Taxa de Extração	Outra Política
Quénia		Dedução de base linear de 20% por ano		Impostos de petróleo relacionados com bónus de assinatura, taxas de superfície, a taxas de formação, impostos sobre lucros inesperados e petróleo de lucro (para ser partilhado, deduzidos e eliminados de forma separada pelo governo e contratante, de acordo com incrementos de petróleo de lucro) negociável. Tributação de subcontratantes de prestação de serviços - Lucro = 15% de todo o dinheiro pago por uma empresa de petróleo. Lucro tributado em 37,5%

Líbia		Bónus - pago em marcos de produção de 100 milhões de barris e, posteriormente, para cada 30 milhões produzidos		
México				
Namíbia		Despesas dedutíveis no primeiro ano de produção. As despesas de desenvolvimento amortizados em 3 anos		
Nigéria		Subsídios de capital leves		

País	Retenção na Fonte Geral	Royalties WHY	Juros de WHY Interest	Dividendos de WHT
Quênia		Residente - 5% Não-residente - 20%	15%	Residente - 5% Não-residente 10%
Líbia				
México		25%, 10% ao abrigo de tratados	4,9% banco registado no país de tratado, 10% do banco reg fora do país signatário do tratado, 21% de aquisições qualificadas de máquinas, 30% geral, 10-15% geral c / tratado, 30% não residente	
Namíbia				
Nigéria		10%	10%	
País	WHT Administrativo	Pagamentos de Serviço de WHT	Aluguer de WHY	Remessas de Filiais de WHY
Quênia			Não-residente 30%	
Líbia				
México				
Namíbia				
Nigéria		10%		

País	Regime Fiscal	Taxa do Imposto sobre o Rendimento de Sociedades	Contratos de Partilha de Produção com o Governo	Taxa de Impostos de Direitos
Peru	Actividades de exploração e produção de petróleo e gás são conduzidos sob licença ou contratos de serviço concedidos pelo Governo. O Governo garante que a legislação tributária em vigor na data do contrato irá permanecer inalterada durante a vigência do contrato.	Pagamento antecipado de 30% do imposto de renda final @ 2% ao mês		5% (<5 barris por dia), 5-20% (5-100bpd), 20% (>100bpd)
Tanzânia		25% ou 30%		
Venezuela	O regime fiscal que se aplica à indústria do petróleo na Venezuela é uma combinação de CIT, impostos de royalties, impostos indirectos e contribuições especiais.	50% dos lucros líquidos		33.33% sobre o valor do petróleo bruto extraído

País	Taxa de Imposto sobre Dividendos	Taxa de Imposto Separado sobre Mais Valias	Taxa de Imposto sobre as Remessas de Filiais	Participação nos Lucros
Peru	4.1%	30%, considerado rendimento normal		Empregados - obrigado a distribuir 8% em relação ao petróleo, minas, etc. Rendimento antes do imposto calculado e é despesa dedutível para apuração do imposto sobre o rendimento.
Tanzânia		30%		
Venezuela		50%		50%

País	AMT/MPIT (Imposto de Rendimento Mínimo Presumido)	Imposto sobre contratos de alugueis	Imposto sobre Lucros Inesperados e 7 ou Excessivos	Subsídios especiais
Peru				veículos 20%, máquinas 20%, outras máquinas 10%, equipamentos 25%, activos fixos 10%, edifícios 5%

Tanzânia				
Venezuela	50%			

País	Transacção	IVA	Imposto de Selo	Imposto sobre o Volume
Peru	0.005%	18%, recuperação para bens relacionados com a produção de hidrocarbonetos		
Tanzânia				
Venezuela				
País	Importação/Exportação	Perdas	Imposto sobre a Produção do Petróleo	Imposto sobre a Venda do Petróleo
Peru				
Tanzânia		Não há reporte de perdas para anos anteriores, reporte de perdas para anos posteriores sem limite		
Venezuela				

País	Imposto sobre os rendimentos do petróleo	Incentivos ao investimento	Taxa de Extração	Outra Política
Peru		Despesas de exploração amortizados com base na unidade de produção ou por meio de amortização linear em 5 anos Uma vez que a extração comercial começa a não há recuperação dos custos de exploração. As despesas incluem: investimentos em perfuração e exploração.		Os incentivos para o imposto sobre as sociedades - De acordo com a legislação do imposto sobre o rendimento, os prejuízos fiscais podem ser transportados para anos posteriores e compensados pelo lucro líquido obtido em exercícios futuros. As disposições actualmente em vigor exigem para o contribuinte eleger um dos seguintes procedimentos para compensar os prejuízos fiscais: Compensar as perdas totais de impostos líquidos por fontes peruanas obtidos no ano fiscal contra o lucro líquido obtido nos quatro exercícios seguintes. Não há perdas compensadas após tal prazo. Compensar as perdas totais de impostos líquidos por fontes peruanas obtidos no ano fiscal, contra 50% do lucro líquido obtido nos anos seguintes, sem limitação

Tanzânia				
Venezuela				

País	Retenção na Fonte Geral	Royalties WHY	Juros de WHY	Dividendos de WHT
Peru		30%	30%, pode ser reduzido até 4.99%	4.1%
Tanzânia		15%	10%	5-1-%
Venezuela		3% Residente, 24% Não-residente	3% Residente, 5% Empresa não-residente, 34% Não-residente, 34% Empresa não-residente	

País	WHT Administrativo	Pagamentos de Serviço de WHT	Aluguer de WHY	Remessas de Filiais de WHY
Peru		15%		
Tanzânia				10%
Venezuela		2% Empresas com domicílio / 1% Residente / 34% NR / 34% empresa de assistência técnica sem domicílio.		

ANEXO E: RECEITA TOTAL TRIBUTÁRIA

TABELA APRESENTANDO TAXAS INTERNAS DE RETORNO TENDE A MOSTRAR QUE A TAXA INTERNA DE RETORNO DE 18% UTILIZADA PARA A TESTAGEM DE FLUXO DE CAIXA É UMA TAXA GENEROSA CASO NÃO SE CONSIDERAREM TODOS OS IMPOSTOS

Índice de Termos Fiscais (Pontuação Não-Ponderada)

Sistema Fiscal	Receita do Gov	Pontuação do Índice	PI	Pontuação do Índice	IRR	Pontuação do Índice	Progressividade / Regressividade	Pontuação do Índice
Argélia em terra	86%	4.32	1.83	0.00	25%	0.43	-9%	1.50
Angola no mar	78%	3.70	1.32	1.93	16%	2.27	2%	0.17
Austrália (Queensl.) gás de jazidas de carvão	40%	0.89	1.41	1.60	15%	2.56	-10%	1.67
Austrália no mar	71%	3.18	1.57	0.99	20%	1.50	-8%	1.33
Brasil no mar	72%	3.28	1.62	0.80	14%	2.78	-22%	3.67
Canadá (Alberta) petróleo convencional	61%	2.49	1.32	1.93	16%	2.45	-30%	5.00
Canadá (Alberta) areias petrolíferas	67%	2.91	1.10	2.78	9%	3.85	-19%	3.17
Canadá (British Columbia)	40%	0.87	1.17	2.52	13%	2.97	1%	0.16
China no mar	80%	3.88	1.46	1.41	12%	3.20	8%	1.21
Colômbia em terra	82%	4.03	1.20	2.40	16%	2.35	-4%	0.67
Alemanha em terra	61%	2.46	0.80	3.92	6%	4.49	-11%	1.83
Índia no mar	57%	2.16	1.23	2.28	15%	2.56	-16%	2.67
Indonésia gás de jazidas de carvão	79%	3.78	1.35	1.81	23%	0.76	-12%	2.00
Indonésia gás convencional no mar	82%	4.00	1.07	2.91	11%	3.38	-13%	2.17
Cazaquistão no mar	78%	3.73	1.17	2.51	13%	2.99	9%	1.33
Líbia em terra	91%	4.66	1.43	1.51	17%	2.09	4%	0.52
Malásia no mar	93%	4.85	0.93	3.42	7%	4.27	-12%	2.00
Noruega no mar	79%	3.79	1.04	3.02	12%	3.28	27%	4.50
Polónia em terra	28%	0.00	1.50	1.26	16%	2.35	-8%	1.33
Rússia em terra	73%	3.36	1.26	2.17	14%	2.78	-22%	3.67
Reino Unido no mar	62%	2.53	1.13	2.66	12%	3.20	0%	0.00
EU Alaska em terra	76%	3.59	1.09	2.81	11%	3.36	-18%	3.00
EU GOM águas profundas	64%	2.65	1.04	3.01	10%	3.64	-18%	3.00
EU GOM plataforma continental	79%	3.77	0.72	4.23	4%	4.83	-16%	2.67
EU Louisiana em terra gás	85%	4.27	1.03	3.05	27%	0.00	-9%	1.50
EU Texas em terra	76%	3.55	0.95	3.35	11%	3.42	-17%	2.83
EU Wyoming gás	66%	2.85	1.22	2.33	14%	2.81	-17%	2.67
Venezuela gás convencional	84%	4.18	0.98	3.22	9%	3.78	-13%	2.17
Venezuela petróleo pesado	95%	5.00	0.52	5.00	4%	5.00	-5%	0.83

Sistemas Fiscais Federais Alternativos								
U.S. GOM águas profundas 12.5% royalty	55%	2.01	1.11	2.74	11%	3.32	-14%	2.33
U.S. GOM águas profundas 20% royalty	65%	2.76	1.02	3.08	10%	3.68	-17%	2.83
U.S. GOM águas profundas 25% royalty	72%	3.28	0.96	3.31	8%	3.93	-18%	3.00
U.S. GOM águas profundas royalty de escala móvel	65%	2.79	1.02	3.08	10%	3.71	-7%	1.17
U.S. GOM plataforma continental 12.5% royalty	70%	3.13	0.77	4.03	5%	4.58	-13%	2.17

