



UNIVERSIDADE CATÓLICA PORTUGUESA
FACULDADE DE DIREITO
ESCOLA DE LISBOA

RITA VAZ PINTO DE LIMA MAYER

TRIBUTAÇÃO UPSTREAM DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL: ANGOLA E MOÇAMBIQUE

Dissertação elaborada no âmbito do
Mestrado de Direito Fiscal, sob orientação
do Professor Sérgio Vasques

MARÇO 2014

Índice

1.Introdução	2
1.1. Relevância do tema	2
2.Aspectos Gerais da Indústria <i>Upstream</i>	7
2.1.Esquema geral da produção.....	7
2.1.1. Pré-Aquisição	7
2.1.2. Aquisição.....	8
2.1.3. Exploração.....	8
2.1.4. Desenvolvimento.....	9
2.1.5. Produção.....	9
2.1.6. Abandono	9
2.2. Quadro legal aplicável, em geral.....	10
2.2.1. DIP – soberania; Direito do Mar; Tratados de Investimento Bilateral - BITs;	10
2.2.2. HG, <i>Host Government</i> : Leis do Petróleo; Constituição da República; Lei Fiscal; ...	10
2.2.3. Aplicação extra-territorial – Leis domésticas da IOC: Leis Anti-corrupção; Leis do Ambiente;	11
2.2.4. Contratos: Partilha de Produção, PSC; Concessão; Prestação de Serviços, puro ou com cláusula de risco; Joint Venture;.....	11
2.2.5. Usos: as melhores práticas da indústria;.....	19
3. Os Contratos aplicáveis em Angola e Moçambique - Aspectos Fiscais	20
3.1. Angola.....	20
3.1.1. Importância do Negócio	20
3.2. Moçambique.....	31
3.2.1. Importância do Negócio	31
3.2.2. Quadro Legal.....	33
3.2.3. Distinção do sistema fiscal e enquadramento orçamental dos diferentes tipos de rendimentos gerados pela indústria	37
3.2.4. Articulação com os ADT`s.....	42
4. Conclusões Finais.....	44
5. Referências Bibliográficas	46

1.Introdução

1.1. Relevância do tema

A indústria do petróleo e do gás natural, tão em voga nos nossos tempos, e considerada, actualmente, *a maior indústria do mundial*, é única, devido às suas especificidades, e em nada se assemelha a sua tributação com a de outros produtos.¹

O petróleo e o gás natural representam as principais fontes energéticas mundiais, constituindo 60% do total de energia consumida mundialmente, sendo que, apenas o petróleo, responde a 45% das necessidades energéticas globais. Não se prevê uma alteração desta tendência nas próximas décadas, devido à incerteza da capacidade para garantir a estabilidade das necessidades energéticas mundiais das energias alternativas.²

O petróleo tem uma importância *imediate e determinante* na economia mundial pois é um *líquido facilmente armazenável, transportável e destilável, uma matéria-prima energética e química incomparável*.³

A indústria em questão detém uma imensa importância estratégica, seja para o equilíbrio económico nacional como para a soberania dos estados.

Além da necessidade de grandes investimentos, o risco nesta indústria é extremamente elevado, sendo que, em média, em cada dez furos apenas um conterà petróleo, ou seja, o insucesso é sempre mais provável.⁴

Acresce ao risco geológico o risco económico, com as constantes flutuações dos preços de mercado destes recursos, que atingiram preços muito elevados, nos anos 70 e inícios dos anos 80, tendo baixado para valores muito baixos nos anos 90, e atingindo picos novamente, a partir da entrada no novo século.⁵

Por último, temos ainda o risco fiscal e técnico, relacionado com a exploração das reservas e a estimativa dos custos.⁶

¹ GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela in *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág.117.

² International Energy Annual (IEA); *Long-term international energy*.

³ GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela in *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág.33.

⁴ NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.2.

⁵ NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.2.

⁶ NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.2.

Na realidade, poucas são indústrias em que o retorno de boas decisões é tão alto e, por sua vez, as consequências de uma má decisão são tão cruéis.⁷

A importância deste tema reside, acima de tudo, no facto de, entre todos os factores que contribuem para o sucesso ou insucesso desta indústria, o regime fiscal ser o único que os estados conseguem efectivamente controlar.

Por via deste regime torna-se possível a distribuição da riqueza gerada entre os estados e os investidores, influenciar a sustentabilidade global a longo prazo e, ainda, reagir às quebras de preços ou ao risco geológico, tornando o seu regime mais favorável, de modo a atrair, ou, pelo menos a não provocar, a perda de investidores.⁸

O país que detenha petróleo ou gás natural considera-o, sem dúvida, essencial para a sua sobrevivência. Neste sentido, uma vez que não se trata de uma indústria comum, à imposição de impostos antecede, em regra, uma morosa discussão política, económica e social.

Com a imposição ou alteração dos termos fiscais da tributação do petróleo e do gás natural é possível alterar por completo o destino de regiões ou províncias inteiras.

O grande desafio consiste em estabelecer o sistema que melhor se adapte às especificidades do país em questão, pois o sucesso de um certo regime num determinado estado não significa que o mesmo resultará, não existindo uma solução universal.⁹

De facto, é possível obter resultados económicos semelhantes através da aplicação de regimes distintos, tudo dependendo da sua estrutura e aplicação. Neste sentido, torna-se claro que não podemos julgar um regime fiscal, ou a sua eficácia, considerando apenas a taxa aplicável.¹⁰

Não obstante a inexistência de uma solução fixa universal, o regime fiscal é sempre um fator decisivo e torna-se fulcral ter sempre em consideração certas características essenciais, como sejam a eficiência e a neutralidade, apenas alcançáveis através da progressividade.¹¹

Idealmente, também deveria ser um sistema simples, claro e fácil de administrar, adaptando-se, de resto, às especificidades de cada estado.¹²

O objectivo deste trabalho consiste, portanto, em analisar criticamente o regime fiscal relativo à produção de petróleo e gás natural em Angola e Moçambique.

⁷ VV, in *The Taxation of Petroleum and Minerals*, Routledge, 1ª edição, 2010, Introdução.

⁸ NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.2 ss.

⁹ Na esteira de VV, in *The Taxation of Petroleum and Minerals*, Routledge, 1ª edição, 2010, pág. 117.

¹⁰ NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.2.

¹¹ No seguimento de NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.11 ss.

¹² No seguimento de NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.11 ss.

1.2. Problemas da indústria

A indústria petrolífera possui, para além dos problemas acima mencionados, como sejam o risco geológico, fiscal e a flutuação de preços, vários outros problemas de natureza legal, técnica, financeira e política¹³, consistindo dois dos principais desafios a exigência de avultados financiamentos e de conhecimentos extremamente técnicos que, na maior parte das vezes, ultrapassam grandemente a capacidade dos estados.

Por via deste facto, estes encontram-se obrigados a recorrer a investidores, empresas produtoras, comumente designadas de *International Oil Companies*, ou IOCs, situação que implica a perda de soberania por parte dos estados, através da perda total/parcial do direito a haver todos os proveitos decorrentes dos recursos existentes no seu solo.¹⁴

Os estados e as IOCs são, assim, as principais figuras da indústria. Contudo os seus interesses são completamente opostos, existindo entre estes uma relação de natureza mais competitiva do que colaborativa em relação aos recursos energéticos. Tal ocorre na medida em que, caso as taxas aplicadas sejam muito baixas, o estado, enquanto proprietário dos recursos, irá receber apenas uma pequena parte do que era seu e dificilmente se conseguirá sustentar. Pelo contrário, se as taxas forem muito altas, será afastado o investimento e, por conseguinte, a exploração eficaz dos recursos.¹⁵

Os principais objectivos dos estados detentores de petróleo ou de gás natural, consistem essencialmente em:¹⁶

- i) Desenvolver, a curto e longo prazo, a produção dos seus recursos;
- ii) Limitar a exposição de fundos públicos ao risco da exploração e da produção;
- iii) Gerir e controlar a atividade das IOCs sobre os recursos naturais;
- iv) Aceder a tecnologias modernas;
- v) Promover o desenvolvimento eficiente das suas reservas, munindo empresas e trabalhadores dos conhecimentos necessários; e
- vi) Promover a proteção da saúde, da segurança e do ambiente.

Pelo contrário, para as IOCs que, enquanto empresas, se regem pelo lucro, é imperativo que cada descoberta comercial possa custear a exploração e a produção, e, ainda gerar lucros.

¹³ De acordo com NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág. 13.

¹⁴ GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela in *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág.117.

¹⁵ NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág. 3.

¹⁶ VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 507.

O regime fiscal torna-se o elemento determinante pois tem de ser suficientemente atractivo para fazer face ao risco geológico.¹⁷

Contudo, os estados não podem dignar-se a ser brandos nestas situações, seja pela população, em geral, e pela questão da soberania, seja pelas pressões partidárias e, também, ambientalistas. Em cada região onde é encontrado petróleo, ou gás natural, existe uma população que espera vir a receber benefícios, o que muitas vezes não acontece, gerando uma concentração da receita apenas em algumas figuras, ou mesmo nos Governos.

Surge, aqui, a discussão relativa à distribuição do rendimento gerado, podendo estes rendimentos ser partilhados ao nível local ou nacional. Nestas situações de conflito interno, as populações, descontentes, muitas vezes revoltam-se criando tensões políticas que podem mesmo culminar em guerras, como aconteceu no caso de Angola.

A estabilidade política também constitui um ponto especialmente relevante nesta indústria pois afecta directamente a confiança dos investidores, por os projectos se caracterizarem pela sua longitude temporal. Cada fase pode demorar vários anos, ou mesmo décadas em alguns casos, uma vez que as estruturas exigem grandes investimentos, e a possibilidade de não se realizar qualquer descoberta de petróleo ou gás natural, ou a sua quantidade não ser comerciável, é alargada.¹⁸

Nos tempos que correm, os estados cada vez resistem menos a alterar os seus regimes conforme as flutuações de preços e caminham, neste sentido, para uma crescente instabilidade, o que não é aceitável. A política mais sensata seria aceitar as flutuações a curto prazo, que não devem ser a base de alterações de regimes fiscais. Ora, se a instabilidade persiste, a manutenção do investimento apenas será possível caso as taxas sejam diminutas, de forma a diminuir o risco fiscal, recebendo o estado em questão uma fatia menor do rendimento que provém dos seus recursos.¹⁹

Por último, verificamos que os estados que são altamente dependentes dos seus recursos naturais, sustentando-se essencialmente nos mesmos, tanto a médio como a longo prazo, são, muitas vezes, negligenciadas outras áreas da economia, que, por não serem suficientemente estimuladas, ficam debilitadas.

¹⁷ No seguimento de VV, in *The Taxation of Petroleum and Minerals*, Routledge, 1ª edição, 2010, pág. 27 ss.

¹⁸ NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, págs. 13 ss.

¹⁹ Na esteira de NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, págs. 161 ss.

Contudo, a tendência atual consiste na diminuição das descobertas de reservas, gerando uma crescente preocupação, um pouco por todo o mundo, uma vez que o consumo destes recursos cresce de ano para ano.²⁰

Estas problemáticas relativamente à indústria da produção de petróleo e gás natural permitem-nos concluir que, apesar de esta indústria possibilitar inúmeros benefícios para os estados, tal acarreta igualmente inúmeros problemas políticos, económicos e sociais.

A forma mais eficaz de superar estes obstáculos consiste no estabelecimento de um regime fiscal forte, claro, efectivo e neutro, capaz de representar os interesses de todas as partes da forma mais justa, pois, geralmente, uma pequena cedência concedida por uma parte acarreta grandes benefícios para a outra.²¹

²⁰ As estatísticas, segundo GOMES, Jorge Salgado e ALVES, Fernando Barata in *O UNIVERSO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA, Da Pesquisa à Refinação*, Fundação Calouste Gulbenkian, 2007, pág. 23, apontam para que o consumo de gás natural aumente dos 95 triliões de pés cúbicos para os 134, no ano de 2015, e 182, em 2030.

²¹ Com base em NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, págs. 11 ss.

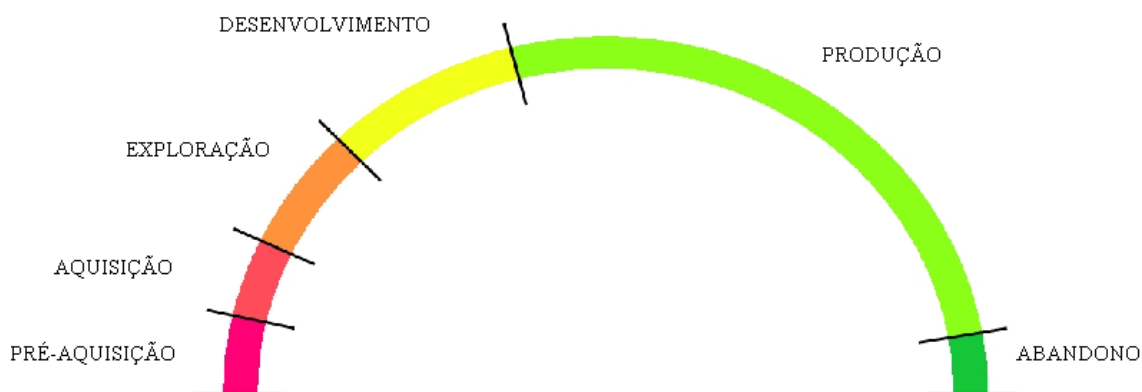
2.Aspectos Gerais da Indústria *Upstream*

2.1.Esquema geral da produção

Como vimos, os projectos de petróleo e gás natural têm uma duração muito prolongada, podendo distar entre a descoberta das reservas e o começo da produção várias décadas. Neste sentido, além da incerteza e do risco sempre presentes em todas as fases da indústria, o retorno dos investimentos poderá tardar bastante e, mesmo quando começa a existir retorno, o mesmo é tendencialmente em pequena quantidade em relação ao capital investido inicialmente.²²

Adicionalmente, por forma a compensar o ritmo acelerado do consumo destes recursos, têm de ser feitos enormes investimentos anualmente.²³

A indústria *upstream* engloba “as actividades de procura, identificação e localização das fontes de petróleo, e ainda o transporte deste petróleo até às refinarias, onde será processado, ou seja, são as actividades inerentes à exploração, perfuração e produção”.²⁴



2.1.1. Pré-Aquisição

O processo inicia-se através da declaração dos Governos exprimindo a intenção de conceder a exploração de recursos a IOC, lançando a minuta dos contratos, para que este possa, pelo menos em termos gerais, ser de conhecimento público. As empresas concorrem à exploração de certo bloco, ou blocos, iniciando-se a licitação.²⁵

²² NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág. 74.

²³ GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela in *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág. 112 ss.

²⁴ GOMES; Jorge Salgado e ALVES, Fernano Barata em *O UNIVERSO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA, Da Pesquisa à Refinação*, Fundação Calouste Gulbenkian 1ª ed. 2007, pág. 608 ss.

²⁵ Na esteira de NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág. 72.

2.1.2. Aquisição

Na fase de aquisição, a maioria dos estados impõe à IOC que ganhe a licitação que faça uma parceria com a empresa nacional de petróleo ou gás natural nacional (“NOC”). Nesta fase, é assinado um bónus de assinatura em dinheiro, o qual não pode ser deduzido como custo.²⁶

2.1.3. Exploração

Esta fase é caracterizada pela procura da real existência de petróleo ou gás natural em determinada área ou bloco compreendendo geralmente, a parte sísmica, método mais comum de exploração, assim como os serviços e tecnologia necessários para a perfuração dos poços de petróleo. A decisão de prosseguir a exploração terá de ser tomada após a análise, e eventual redução da incerteza até ao mínimo possível. Usualmente, esta fase dura entre 5 e 10 anos.²⁷

Conforme acima referido, mesmo com a actual tecnologia, a probabilidade média de encontrar petróleo ou gás natural é de quatro em cada dez furos sendo que, mesmo entre esses quatro furos, apenas um será considerado comerciável. A viabilidade comercial julga-se através da justificação da cobertura pelos recursos dos custos incorridos na sua exploração.²⁸

Neste sentido, o risco continua a ser muito grande, tendo em conta que, até que seja perfurado o solo, a existência de petróleo ou gás natural é meramente teórica.²⁹

Acresce que, caso a IOC não encontre recursos não poderá deduzir os seus custos, neste ou noutro projecto. Exceptuam-se algumas legislações que, ao atribuírem vários blocos à mesma IOC, permitem deduzir os custos de certos projectos mal sucedidos noutros que dão lucro. No entanto estas jurisdições constituem uma minoria consistindo a prática mais comum em cada bloco ser *ring-fenced*.

Além do mais, mesmo em caso de sucesso, o lucro da petrolífera irá, ainda, ser restringido através das participações governamentais e da tributação legal aplicável.³⁰

A declaração comercial acontece no momento em que a empresa olha para o petróleo e gás natural que encontra, assim como para os custos em que incorreu, para averiguar se a produção será viável. Aqui surge, geralmente, um conflito de interesses, visto que ao estado interessa

²⁶ Em Angola esta pareceria é sempre feita entre a IOC e a Sonangol EP, em Moçambique os contratos são celebrados com a ENH, Empresa Nacional de Hidrocarbonetos de Moçambique.

²⁷ GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela in *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág. 117.

²⁸ No seguimento de NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.72.

²⁹ De acordo com NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.72.

³⁰ Na esteira de NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.74.

sempre que haja produção, por mais pequenas que sejam as quantidades, e a empresa muitas vezes não é da mesma opinião, uma vez que a produção não compensa os custos incorridos.³¹ Nesta fase, são geralmente impostos às IOCs prazos previamente acordados, por forma a incentivar uma exploração mais rápida e eficiente dos recursos.

Os termos de exploração encontram-se normalmente definidos nos contratos. Não obstante surgem amiúde conflitos entre as partes. Nestes casos é sempre de evitar o recurso aos tribunais nacionais, devendo recorrer-se ao Tribunal Arbitral Internacional, em conformidade com os Tratados de Investimento Bilateral.

2.1.4. Desenvolvimento

A fase de desenvolvimento abrange as actividades necessárias para que seja possível a avaliação de uma descoberta. São, ainda, tomadas as decisões técnicas para que a exploração dos recursos seja o mais eficiente possível. Normalmente os planos têm que ser submetidos a apreciação do estado em questão ou da NOC.³²

2.1.5. Produção

A produção inicia-se com os primeiros furos e dura, em média, entre 20 a 40 anos sendo que, quando esta termina, é exigida a devolução da área explorada ao estado.³³

Será nesta fase que, em princípio, a empresa começará a receber o retorno do seu investimento à medida que o projecto se torna lucrativo, e vai poder deduzir ao lucro os custos, até um certo limite, geralmente 25%, sendo posteriormente aplicados os impostos devidos.

Quem irá decidir se os custos são ou não dedutíveis será o estado ou a NOC, seguindo os termos do contrato. Nesta fase, aplicam-se as melhores práticas da indústria, *standards* internacionais da indústria petrolífera a que as partes recorrem, apesar de constituírem *soft law*.

2.1.6. Abandono

Por último, entramos na fase final em que a exploração dos blocos já não é produtiva e os lucros caem ao ponto de deixarem de cobrir os custos operacionais. A empresa abandona o bloco, já pobre de recursos.³⁴

³¹Segundo o entendimento de NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.72.

³²GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela in *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág. 167.

³³Segundo as estatísticas constantes em GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela in *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág. 168.

³⁴ NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.73.

2.2. Quadro legal aplicável, em geral

2.2.1. DIP – soberania; Direito do Mar; Tratados de Investimento Bilateral - BITs;

As regras de Direito Internacional e a soberania dos estados exigem o respeito pela sua independência.

Os estados têm o direito de explorar os seus próprios recursos mediante as suas políticas ambientais, ao que acresce a responsabilidade de assegurar que as actividades exercidas no seu território não prejudicam ambientalmente outros estados ou territórios que se encontrem fora da sua jurisdição.³⁵

Também o Direito do Mar assume uma extrema importância nesta indústria pois muitas vezes os recursos e, a exploração e produção a eles inerentes, encontram-se *offshore*. Um bom exemplo de exploração *offshore* é Angola, visto que a grande maioria da exploração de petróleo é feita no alto mar.³⁶

Os Tratados de Investimento Bilateral são um instrumento crucial na indústria uma vez que, protegem os investimentos assegurando as receitas dos estados, e, garantindo a equidade. Estes Tratados Internacionais são criados para resolver problemas específicos entre estados e, neste sentido, estão propositadamente limitados à participação de poucos países, tendo uma estrutura muito próxima de contratos de direito privado, sendo a fonte de direito essencial para a resolução de conflitos entre as contrapartes, na medida em que a autoridades jurisdicional formulará as suas decisões com base nas disposições neles constantes. A estes elementos, acresce, ainda, um efeito de pressão internacional, na medida em que nenhum estado desprezará as normas neles constantes de ânimo leve, evitando a violação de um dos principais princípios de direito internacional: *pacta sunt servanda*.³⁷

2.2.2. HG, *Host Government*: Leis do Petróleo; Constituição da República; Lei Fiscal;

Em regra, além das Constituições e Leis Fiscais, os países possuem leis específicas sobre o petróleo e o gás natural.

Não obstante as leis domésticas, do *Host Government*, são de extrema relevância na indústria petrolífera por serem, tal como na generalidade das indústrias e transacções internacionais, a principal fonte da sua regulação.³⁸

³⁵ No seguimento de VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, págs. 270 ss.

³⁶ GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela in *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág. 186.

³⁷ Na esteira de VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, págs. 223 ss.

³⁸ Segundo VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, págs. 216.

2.2.3. Aplicação extra-territorial – Leis domésticas da IOC: Leis Anti-corrupção; Leis do Ambiente;

Temos que ter em conta, também, as leis dos países das IOC estrangeiras que se poderão eventualmente aplicar. Estas leis, em regra, apenas terão aplicação extraterritorial quando a sua aplicação fora das suas fronteiras seja expressamente prevista .

Estas leis aplicam-se, geralmente, em situações particulares em que não exista uma grande probabilidade de a sua aplicação gerar conflitos entre os diferentes estados, sendo exemplo de uma destas situações a regulação da indústria petrolífera e mineira, devido ao seu elevado grau de afectação do país das IOCs.³⁹

De entre todas as leis domésticas com aplicação extraterritorial, destacam-se:

- a) As leis anti-corrupção, que encorajam a transparência, especialmente na contratação de serviços relativos à indústria petrolífera e mineira, tentando minimizar a necessidade de pagamento de subornos ou fugas a impostos por parte das IOCs;⁴⁰
- b) As leis ambientais que, devido ao crescente escrutínio a que as IOCs estão sujeitas, seja por órgãos nacionais e internacionais ou Organizações Não Governamentais, seja pelos *media*, accionistas ou comunidades locais, têm vindo a assumir um papel cada vez mais importante. Tem-se registado, contudo, um aumento da tensão entre a protecção ambiental global e o reconhecimento da soberania dos estados que têm o direito ao seu desenvolvimento económico.

2.2.4. Contratos: Partilha de Produção, PSC; Concessão; Prestação de Serviços, puro ou com cláusula de risco; Joint Venture;

Os regimes jurídicos consistem no conjunto de normas e princípios que, em cada estado, regulam as actividades respeitantes à indústria petrolífera. E os contratos, em si, regulam a relação entre as IOCs, e o estado ou a NOC, geralmente representada pelo Ministério da Energia.⁴¹

Nos dias que correm, todos os tipos de contratos tendem a ser bastante semelhantes tendo um conteúdo híbrido, reunindo termos e características de vários contratos num só.⁴²

³⁹ Na esteira de VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, págs. 228.

⁴⁰ São exemplo a *Foreign Corrupt Practices Act of 1977* (FOCA), nos EUA; e a *Criminal Convention on Corruption* e *Civil Convention on Corruption* do Conselho da Europa.

⁴¹ Na esteira de VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, págs. 417.

⁴² Bain & Company e Tozzini Freire Advogados em Relatório I – *Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo*, 1ª ed, págs.445 ss.

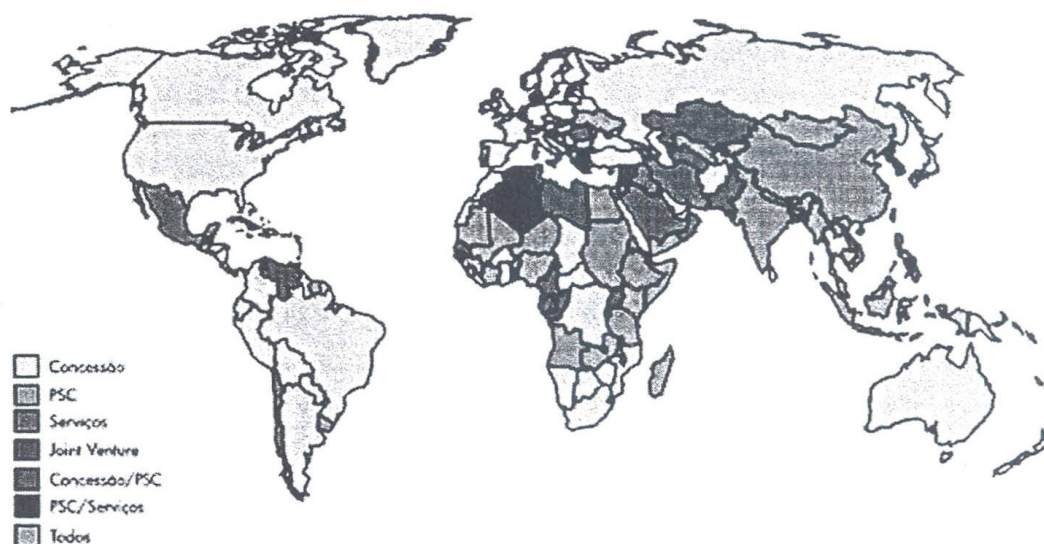
São vários os factores que contribuem e influenciam os sistemas legais dos estados, contudo podemos detectar, claramente, certos usos generalizadas. Os países que têm uma produção de petróleo já há muito estabelecida tendem a utilizar concessões. Por outro lado, os países em desenvolvimento geralmente preferem recorrer a contratos de partilha de produção.

Os estados que possuem uma NOC forte o suficiente obviamente preferem estar mais envolvidos com o dia-a-dia das operações optando, conseqüentemente, por utilizar contratos de partilha de produção.⁴³

No entanto, os estados que possuem algum poder de negociação, por deterem grandes reservas ou estabilidade governamental, são capazes de estruturar qualquer tipo de contrato a seu favor, através dos termos fiscais, que não dependem do tipo de contrato.⁴⁴

Objectivamente, podemos dividir os contratos em dois grupos: sistemas de concessão, ou de royalties, e sistemas contratuais, embora este facto não impeça que, na maior parte das vezes, tanto que os sistemas contratuais requeiram o pagamento de royalties como os sistemas de royalties utilizarem cláusulas contratuais para uma maior captação de receita.⁴⁵

A porção de receita que os estados arrecadam depende essencialmente dos factores de política governamental, risco político e risco geológico.



Distribuição geográfica dos diferentes regimes jurídicos.
Fonte PETROGAL.

(i) *Concessão*

⁴³ VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, págs. 501 ss.

⁴⁴ No seguimento de VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, págs. 501 ss.

⁴⁵ VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 502.

A concessão, modalidade contratual mais tradicional, costuma ser utilizada por países, como a Arábia Saudita, os Emiratos Árabes Unidos ou a Noruega, onde o petróleo e o gás natural são considerados como sendo o produto mais valioso para exportação, ou, como são exemplos o Reino Unido e o Brasil, para garantir, internamente, um certo grau de independência energética, essencial para um país industrializado ou desenvolvido. De uma forma ou de outra, estes estados terão todo o interesse em manter um certo grau de controlo sobre as suas reservas, não comprometendo a sua soberania, pelo que será preferível optar por este tipo de regime.⁴⁶

A concessão consiste numa modalidade contratual que permite a um estado transferir os direitos que detém sobre as reservas para uma empresa, a qual suportará todos os riscos da exploração, garantindo-lhes um certo grau de liberdade sobre a forma como as desenvolvem, embora muitas vezes lhe seja imposto um plano de trabalho.⁴⁷

Com a crescente importância atribuída ao princípio da soberania estatal, que possui um papel determinante na *nova ordem económica internacional*, muito devido ao facto da sua consagração expressa na *Carta dos Direitos e Deveres Económicos dos Estados*, aprovada pela Assembleia Geral da ONU, surgiu uma variante mais moderna da concessão.⁴⁸

De facto, as concessões modernas, que pretenderam estabelecer um equilíbrio contratual, atribuem cada vez menos liberdade às empresas concessionárias, que outrora possuíram regalias excessivas, através de áreas e prazos menores associados a maior poder de intervenção por parte dos estados cedentes, sendo que os royalties atingem valores muito altos.

Actualmente, a maior parte do petróleo é explorada por empresas estatais, contratando-se em alguns países licenças unicamente de investigação ou exploração, as quais não permitem a produção comercial. Estas licenças podem, ou não, ser dotadas de natureza exclusiva, podendo, atrair várias empresas a trabalhar na mesma área.

Os estados, por sua vez, recebem uma compensação através de bónus, royalties e outros impostos, daí este sistema ser comumente designado por *Tax & Royalties System*, pois é através desta forma que o estado se remunera pela actividade de Exploração e Produção, *E&P*, exercida pelas IOCs.⁴⁹

Um bónus inicial será, geralmente, entregue ao estado, quando a concessão é celebrada, dependendo essencialmente do risco da exploração ou do seu valor potencial. Também é

⁴⁶ VAN MEURS, Pedro, *Financial and fiscal arrangements for petroleum development – an economic analysis*, em VV., *Petroleum investment policies in developing countries*, 1988, pág. 84.

⁴⁷ VV., *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, págs. 447 ss.

⁴⁸ GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela, *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág. 131.

⁴⁹ Temos como exemplo, em GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela, *Lex Petrolea, Petrony*, 1ª edição 2013, pág. 121, Sonangol (Angola), Saudi Aramco (Arábia Saudita), Petrobrás (Brasil), Pemex (México), entre muitos outros.

possível que fiquem acordados mais bónus pela descoberta dos minerais ou quando a empresa operadora atinge certos níveis de exploração ou produção.⁵⁰

Quando se atinge a fase de produção, o estado receberá royalties, estabelecidos em função do valor dos minerais produzidos ou do preço de mercado, podendo as margens variar consoante os níveis de produção e lucro. Os royalties consistem no pagamento, por parte da empresa produtora, ao proprietário do petróleo *in situ*, calculado através de uma percentagem do valor do petróleo e/ou gás natural.⁵¹

Nos dias que correm, são mais comuns os royalties variáveis do que os fixos, estabelecidos através de uma escala de percentagem da produção, ou, ainda, através dos preços de mercado dos recursos, de forma a encorajar a exploração mesmo em tempos de queda nos mercados.⁵²

Se a produção for lucrativa, a empresa entregará ainda um imposto sobre a receita ao estado, ou um imposto especial, construído para captar o lucro excessivo.

O período normal de concessão é cerca de 30 a 40 anos, muito embora, nos casos em que o risco é mais alto, e os estados desejem encorajar o investimento, este período possa ser alargado. O tamanho dos blocos, por sua vez, também é variável, podendo ser maiores em áreas pouco exploradas e com mais dificuldades técnicas, não devendo, contudo, ficar aquém de um mínimo de tamanho essencial para que a exploração possa ser bem-sucedida.

Quando são descobertos recursos, a empresa concessionária desenvolve um plano de trabalho, aprovado pelo Governo ou pela NOC que, normalmente contém também uma cláusula de devolução das áreas, *relinquish clause*, que pode ser accionada, o que incentiva a empresa a trabalhar mais rápido para decidir que áreas da concessão irá manter e quais irá renunciar ou abandonar, para que a empresa se concentre apenas nas áreas com maior potencial.⁵³

O estado poderá ainda captar outros benefícios indirectos, tais como o treino e empregabilidade dos seus habitantes locais ou a transferência de tecnologia.

O sistema de concessão é um dos sistemas de eleição a nível mundial, com acentuada presença nos países desenvolvidos, uma vez que se trata de um sistema facilmente adaptável às especificidades dos diferentes países e com bastante receptividade a condições de outros sistemas contratuais.⁵⁴

⁵⁰ Na esteira de VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 448.

⁵¹ TAVERNE, Bernard, *Petroleum, Industry and Governments: a study of the involvement of industry and governments in the production, and use of petroleum*, Kluwer Law International, 2ª ed. 2008, pág. 286.

⁵² Com base em VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 451.

⁵³ De acordo com VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 449.

⁵⁴ No seguimento de GOMES, José Carmelo e LIMA, Ângela, *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág. 123.

(ii) *Contrato de Partilha de Produção*

O contrato de partilha de produção, muito popular para desenvolver as reservas dos estados, foi desenvolvido na Indonésia no princípio da década de 60, para contrariar o desequilíbrio entre os países do Médio Oriente e das empresas operadoras, e é utilizado em cerca de metade dos países de África, incluindo Angola, país emblemático na utilização deste regime, e da América Latina, assim como na maioria dos países da antiga União Soviética, exceptuando-se a Rússia, em que esta utilização é algo limitada.⁵⁵

Este sistema contratual revolucionou a lógica da propriedade, até aí geralmente aceite, por o estado atribuir a uma IOC direitos de exploração sobre uma área específica, e não o título desta, sendo que, caso a exploração seja bem-sucedida, esta empresa terá a oportunidade de reaver os custos incorridos e ainda obter lucros. Por sua vez, o estado recebe uma fatia da produção.⁵⁶

Contudo, importa realçar que, no caso de a expedição vir a mostrar-se improdutivo, a empresa assumirá os custos, que não poderão ser recuperados, ou seja, a compensação para a empresa produtora ocorrerá apenas em caso de sucesso das operações.⁵⁷

Neste sentido, o principal objectivo deste contrato será um estado atrair uma IOC, com apurados conhecimentos técnicos, que arrisque o seu capital, para desenvolver as suas reservas, quando este não o consegue fazer somente através dos recursos do seu país, mantendo a sua soberania e um certo nível de controlo das suas reservas.⁵⁸

O contrato de partilha de produção, acarreta uma maior participação por parte da NOC, ou do estado, que monitoriza e fiscaliza toda a actividade, como garantia da soberania sobre os seus recursos naturais, através da *management clause*, retendo o título dos blocos e aprovando as operações realizadas pela IOC, podendo, eventualmente, assumir o controlo das operações posteriormente, desde que já tenha sido iniciada a fase de produção ou qualquer descoberta de reservas e que os custos incorridos já tenham sido recuperados.⁵⁹

Esta situação acarreta vantagens para ambas partes. A NOC terá responsabilidades de gestão, a partir do termo do contrato, e terá que absorver todo o conhecimento que a IOC lhe puder proporcionar, por outro lado, a presença constante da NOC no projecto poderá alertar a IOC para eventuais violações da lei local ou do contrato, que podem pôr em perigo a continuação das actividades.⁶⁰

⁵⁵ De acordo com GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela, *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, págs. 121 ss.

⁵⁶ Segundo o pensamento de VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 471.

⁵⁷ VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 463.

⁵⁸ GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela, *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, págs. 151 ss.

⁵⁹ GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela, *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, págs. 150 ss.

⁶⁰ VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 468.

Comparando este contrato com a concessão, verificamos que menos direitos são atribuídos às IOCs, no sentido em que o título dos blocos não lhes é legalmente concedido. Acresce que o período de duração é relativamente mais curto que a concessão, geralmente 20 anos, podendo o contrato terminar mais cedo, no caso de o apertado programa de trabalho, elaborado de maneira a que a IOC contribua com esforços significativos, não ser cumprido.⁶¹

Segundo o contrato, que determina direitos e obrigações vinculando ambas partes, a IOC está obrigada a providenciar todos os materiais, tecnologia, capital e trabalhadores, sendo que o equipamento será, posteriormente, transferido para a NOC ou para o estado, podendo o momento variar entre a instalação, o pagamento ou o abandono dos blocos.⁶²

Todos os pormenores terão que estar detalhados no contrato, incluindo as porções que podem ser reclamadas pelo estado, quais os custos dedutíveis, a possibilidade da IOC poder exportar os recursos ou de poder comprar a parte dos recursos pertencentes à NOC ou ao estado, e ainda se existe alguma *domestic marketing obligation*.⁶³

Quando é encontrada uma quantidade comerciável de petróleo ou gás natural, entramos na fase de desenvolvimento, embora a produção possa ainda tardar vários anos. É nesta altura que a IOC irá propor um plano, para aprovação do estado ou da NOC. Depois de aprovado, prosseguem-se as operações, exclusivamente da parte da IOC ou já com a participação da NOC.⁶⁴

Em seguida, temos a produção comercial e é nesta fase que o regime fiscal atinge a sua máxima importância, através das questões de recuperação de custos, e como é que estes serão reembolsados.⁶⁵

A NOC ou estado, estarão encarregues de aprovar os custos que podem ser deduzidos pela IOC, estando, geralmente, autorizados a aceitar os custos de desenvolvimento e das operações, mas normalmente não os bónus, e alguns países não aceitam também os custos de exploração.⁶⁶

O contrato de partilha de produção tem, ainda, uma ideia básica muito diferente da concessão relacionada com o *cost oil* e *profit oil*, que constituem a parte mais importante do regime fiscal. O *cost oil* é uma percentagem fixa de produção, geralmente especificada no contrato, que é permitida à empresa deduzir em cada ano fiscal como custos de produção, por exemplo 30% de

⁶¹ VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 473.

⁶² Tal como especificado em VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 464.

⁶³ VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 464.

⁶⁴ De acordo com GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela, *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, págs. 150 ss.

⁶⁵ VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 474.

⁶⁶ Nos termos do constante em VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 474.

cada barril ou do lucro geral. O *profit oil* corresponde a uma parte da produção a ser partilhada entre o estado produtor e a IOC, de acordo com as condições estabelecidas no contrato.⁶⁷

Como até à produção não temos lucro, mas apenas elevadíssimos custos, só a partir desta fase é que a empresa poderá começar a reaver o seu investimento, No caso de não haver produção, como já vimos, a IOC perde o capital investido, não podendo reaver os custos em que incorreu. Acresce que, em regra, a recuperação dos custos é sempre *ring-fenced*, ou seja, os custos de um bloco só poderão ser deduzidos nesse mesmo bloco, mesmo que a IOC possua mais do que um bloco na mesma área.⁶⁸

Os royalties provenientes de cada barril serão inteiramente alocados aos cofres do estado, já o *profit oil* será partilhado entre a NOC, ou o estado, e a IOC, de acordo com a percentagem estabelecida no contrato que, na maior parte dos casos, será uma percentagem fixa, embora possam haver excepções nos casos em que as percentagens se baseiam nos níveis de produção ou lucro.⁶⁹

A IOC está ainda a cargo de entregar ao estado um imposto sobre o seu lucro, apesar de, em alguns sistemas, a NOC retirar logo o imposto da sua parte de *profit oil*.

Por último, as IOCs têm o direito de contabilizar as suas reservas, o que é extremamente relevante para a sua reputação no mercado, constituindo um importante factor de atracção de investimento.⁷⁰

Obviamente todas estas características e tendências poderão variar consoante os tempos e as circunstâncias, por exemplo se os preços de mercado estão muito baixos ou o risco geológico é muito alto os estados poderão providenciar termos fiscais mais favoráveis para a IOC, tais como a aprovação de mais custos do que os incorridos no desenvolvimento das reservas.

Associado ao contrato de partilha de produção encontramos muitas vezes outro contrato, denominado *Joint Operating Agreement*, celebrado subsidiariamente, que regula o dia-a-dia das operações, com o objectivo de gerir as relações entre partes, assim como definir os direitos concedidos e as obrigações impostas.⁷¹

(iii) *Contrato de Prestação de Serviços*

Relativamente ao contrato de prestação de serviços, são vários os países a aderir a este tipo de contrato, quando não se adaptam, seja por razões históricas, políticas ou outras, à utilização da

⁶⁷ Na esteira de VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 474.

⁶⁸ VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, págs. 474 ss.

⁶⁹ VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 474.

⁷⁰ No seguimento de GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela, *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág. 152.

⁷¹ GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela, *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág. 154.

concessão ou do contrato de partilha de produção, e a exploração das suas reservas está inteiramente a cargo do estado, ou empresa pública.⁷²

O primeiro país a utilizar este sistema contratual foi o Irão, em 1974, seguido, posteriormente, por vários países do Médio Oriente, como seja a Arábia Saudita que atribui, na sua legislação direitos de exploração e produção exclusiva, não delegável, à NOC, e também da América do Sul, constituindo exemplos o México e Equador.⁷³

Contudo, esta situação pode trazer grandes desvantagens para o país, uma vez que o isolamento priva o estado tanto do acesso ao capital como a novas tecnologias. O contrato de prestação de serviços serve, neste sentido, para suprir estas falhas que os estados não conseguem ultrapassar, autorizando a empresa estrangeira a operar apenas em alguma fase específica ou em todo o projecto.⁷⁴

Na prestação de serviços, a IOC aceita realizar certos serviços de exploração e produção, como uma simples contratada do estado produtor, em troca de uma compensação em dinheiro, que cubra os seus investimentos e os serviços realizados.

No contrato de prestação de serviços puro a empresa irá ser recompensada tendo em conta o seu trabalho, sem qualquer relacionamento com o sucesso ou insucesso da operação, tendo como desvantagem o facto de, na eventualidade de o petróleo vir a ser produzido, a IOC não receber qualquer tipo de receita proveniente da sua venda.⁷⁵

Já na prestação de serviços com cláusula de risco temos a situação oposta, visto que, se a operação não for bem-sucedida e não chegar a existir produção comerciável, a empresa não receberá qualquer recompensa pelo seu trabalho. Nesta variante a remuneração da empresa operadora vai depender do sucesso das actividades.⁷⁶

Dentro deste tipo de contrato, também é possível especificarmos um contrato de assistência técnica. Isto pode ocorrer em situações em que o estado, ou empresa pública encarregue do projecto, apenas precisa de novas tecnologias para revitalizar as suas reservas. O estado aproveita assim o equipamento e conhecimento técnico da IOC, enquanto consegue manter a aparência de posse e controlo total das reservas.⁷⁷

⁷² Situação que ocorreu no México, com a empresa Petróleos Mexicanos (PEMEX) e vários outros países da América Latina.

⁷³ GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela, *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág. 156.

⁷⁴ VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 482.

⁷⁵ Um exemplo de país que utiliza este contrato é o Brasil. Para mais desenvolvimentos veja-se GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela, *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág. 156.

⁷⁶ Na esteira de VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, pág. 482.

⁷⁷ Este contrato é provavelmente o contrato mais afastado da concessão tradicional, transforma a IOC, que antes detinha o direito da propriedade, para uma simples prestadora de serviços, nos termos do constante em VV, *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010, págs. 487 ss.

(iv) *Contrato de Joint Venture*

Por último, temos o contrato de *Joint Venture*, que consiste, numa associação de várias empresas operadoras que dividem o lucro, mas também o risco, sem que nenhuma delas perca a sua original personalidade jurídica, que contém todas as regras de participação das empresas. Em regra, quem fica encarregue das decisões é a empresa que tem a maior participação na *joint venture*.⁷⁸

Neste sentido, o contrato é celebrado entre o estado, geralmente através da sua NOC, e as IOCs em associação, que actuará directamente como operadora dos blocos, obedecendo ao sistema comercial legal do país em questão, sendo que, regra geral, tem características das sociedades anónimas e sociedades limitadas.⁷⁹

A receita dos recursos, quando produzidos, e tendo presente que o risco corre sempre do lado das IOCs, é repartida entre o estado, ou NOC, e aquelas, respeitando, as percentagens estabelecidas no contrato de constituição da sociedade. Contudo, as IOCs terão ainda que atribuir uma compensação ao estado pelo direito de exploração e produção, característica da concessão, e pagar os impostos devidos.

2.2.5. Usos: as melhores práticas da indústria;

Por último, temos as melhores práticas da indústria que são, basicamente, costumes internacionais comumente aceites pela indústria, que adquirem uma força de quase lei, no sentido em que as empresas se sentem obrigadas a obedecer a certas práticas. Constituem um meio bastante útil de resolução de conflitos, sendo um bom exemplo o caso da responsabilidade solidária entre as empresas de uma *joint venture*, nos casos em que não haja dolo por parte da empresa responsável pelas decisões. Acresce que estas práticas trazem muita segurança a investidores estrangeiros, pois estes podem, independentemente do país em que se encontrem a explorar, contar com estas regras internacionais.

⁷⁸ GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela, *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág. 159.

⁷⁹ Segundo o pensamento de GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela, *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág. 161.

3. Os Contratos aplicáveis em Angola e Moçambique - Aspectos Fiscais

3.1. Angola

3.1.1. Importância do Negócio

A indústria petrolífera é o principal motor do crescimento e fonte geradora de receita do governo angolano.⁸⁰

Angola é um país que possui uma grande potencialidade em recursos naturais e minerais. Iniciou a sua actividade de pesquisa de hidrocarbonetos em 1910, com a concessão da Bacia do Congo e da Bacia do Kwanza. No entanto, apesar de a primeira descoberta comercial de petróleo ter apenas ocorrido em 1955, em 1973, o petróleo era já a principal matéria de exportação em Angola.⁸¹

A exploração *offshore* em águas profundas iniciou-se em 1991 e, neste momento, a exploração em alto mar em grandes profundidades, geralmente superiores a 1200 metros, é a mais popular, muito embora também seja certo que Angola tem muito potencial *onshore*, visto que este apenas foi limitado devido à guerra civil.⁸²

O factor de alto risco, combinado com a exigência de tecnologia de ponta e a dificuldade de acesso, torna a exploração *offshore* extremamente custosa, quer a nível financeiro, quer a nível técnico.⁸³

Apesar de a longa guerra civil, de 26 anos, ter causado inúmeros atrasos a nível económico e social do país, hoje Angola caracteriza-se pelo seu crescimento económico e financeiro.

A sua economia é fortemente assegurada pela comercialização do petróleo, que constitui cerca de 95% de todas as suas exportações, representando mais de metade do PIB. O seu potencial extractivo chega a atingir os níveis de 2.1 milhões de barris por dia, mas está limitado a certas quotas impostas pela OPEP.⁸⁴

⁸⁰ FRAGOSO, Antónia Manuela em *Dissertação em Ciência Política e Relações Internacionais* de Maio de 2010, pág. 6.

⁸¹ *História do Crude em Angola, Sonangol EP*, disponível online em: <http://www.sonangol.co.ao>.

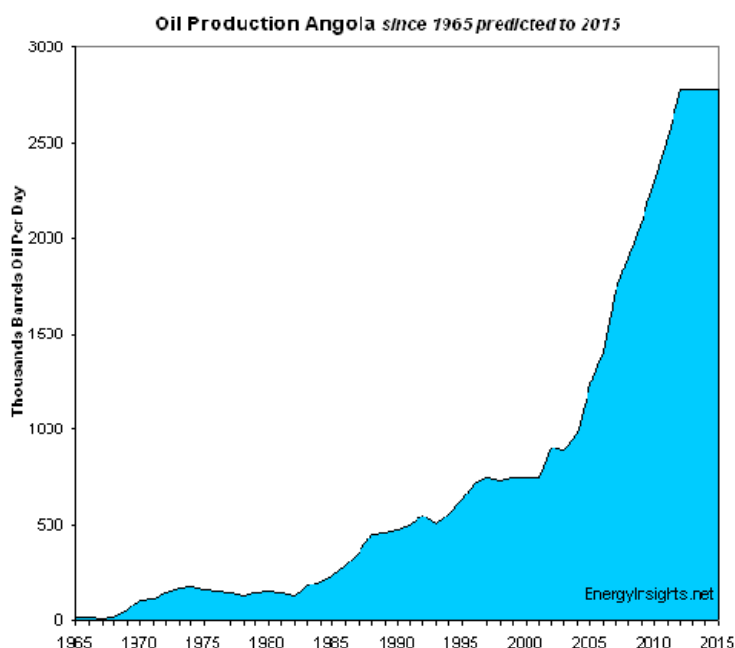
⁸² GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela in *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág.187.

⁸³ *Exploração no Mar, Sonangol EP*, disponível online em: <http://www.sonangol.co.ao>.

⁸⁴ A OPEP é a Organização dos Países Exportadores de Petróleo, organização internacional que tem como objectivo coordenar as políticas dos países exportadores de forma a gerir, de uma forma centralizada, a procura e a oferta de petróleo. Foi criada em 1960 e é formada pelo Irão, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela. Para mais desenvolvimentos veja-se FRAGOSO, Antónia Manuela em *Dissertação em Ciência Política e Relações Internacionais* de Maio de 2010, pág. 84.

Actualmente, Angola é o segundo maior país produtor de petróleo em África, ultrapassada apenas pela Nigéria, produzindo cerca de 1.9 milhões de barris por dia.⁸⁵

A crise económica global, associada à consequente baixa dos preços do petróleo, afectou bastante o país. Contudo, Angola tem vindo a recuperar e, na lógica complementar, prevê-se que cresça economicamente nos próximos anos.⁸⁶



3.1.2. Quadro Legal

A evolução do sistema fiscal foi muito conturbada. Em Angola, a guerra civil teve consequências muito devastadoras no país e na própria Administração Pública. Por força dessas circunstâncias, o sistema fiscal foi largamente esquecido.

A par disto, a produção de petróleo foi aumentando e ganhando peso. Portanto, durante muito tempo, assistimos a um país que não conseguia reformar o sistema fiscal, mas também não precisava propriamente de fazê-lo, uma vez que tinha outras fontes de rendimento.

A preponderância da receita do petróleo sobre a receita fiscal tem vindo a atrofiar dos impostos internos. Os mapas das receitas do orçamento de estado angolano mostram que o petróleo gera receitas, desproporcionalmente elevadas, de várias formas.

⁸⁵ Segundo o constante em *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág 6, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

⁸⁶ *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág 6.

Por um lado, gera muita receita de natureza fiscal, como seja o Imposto sobre a Produção de Petróleo que contribui quatro vezes mais do que o montante cobrado através do Imposto de Produção Industrial em toda a economia angolana.

Por outro lado, a produção de petróleo gera receitas de natureza patrimonial, como os royalties, que entram, embora com outra qualificação, no Orçamento de estado.

Esta situação levou a que, até há pouco tempo, tenha havido uma grande atrofia dos outros impostos internos, cujo peso, actualmente, é relativamente pequeno.

O programa de reforma implementado pelo governo há cerca de dois anos tem como objectivo exactamente tributar a riqueza interna do país, introduzindo impostos sobre a economia interna que sejam minimamente eficazes.

Os principais intervenientes estatais na indústria petrolífera angolana são a Sonangol EP, Sociedade Nacional de Petróleos em Angola, concessionária nacional exclusiva para a exploração destes recursos; o Ministério do Petróleo, que regula e supervisiona as actividades de exploração e produção, nos termos dos contratos e licenças concedidas; e, por último, o Ministério das Finanças, encarregue de administrar o Imposto sobre o Rendimento do Petróleo, assim como todos os outros impostos a que esta actividade está sujeita.⁸⁷

A Sonangol, criada em 1976, nos termos do Decreto-Lei nº 52/76, tem como único accionista o estado angolano, embora seja gerida como se de uma empresa privada se tratasse.⁸⁸

As suas actividades compreendem a *prospecção, pesquisa, desenvolvimento, comercialização, produção, transporte e refinação* dos hidrocarbonetos, sendo que todo o seu lucro, como empresa pública que é, deve ser utilizado em função do crescimento económico do país.⁸⁹

A Sonangol pode exercer estas actividades a solo, ou em associação com outras IOCs, e tem vindo a construir uma sólida reputação, tanto em Angola como no estrangeiro, exactamente pelo facto de apostar em fortes relações com as empresas operadoras internacionais.⁹⁰

O contrato mais comumente encontrado em Angola é o Contrato de Partilha de Produção, que, como já vimos, se traduz na contribuição por parte do estado da área a ser explorada, atribuindo à empresa operadora o direito de conduzir actividades de exploração e produção por sua conta e risco, sem que este acordo acarrete qualquer tipo de transferência de propriedade. Caso a operação tenha sucesso, a empresa receberá parte dos hidrocarbonetos produzidos como remuneração pelo risco, *profit oil*, sendo a outra parte entregue ao estado, e pode ainda deduzir

⁸⁷ PwC *Oil and Gas Tax Guide for Africa 2013*, pág 7, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

⁸⁸ Na esteira de GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela in *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág.188.

⁸⁹ GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela in *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág.188.

⁹⁰ NARKHLE, Carole, no artigo *Petroleum Fiscal Regimes* em *The taxation of Petroleum and Minerals*, Routledge, 1ª ed. 2010, pág. 107.

a maior parte dos custos incorridos, através do *cost oil*, nos termos do contrato. Caso não sejam encontrados recursos ou as reservas não sejam comerciáveis, o contrato termina sem que a empresa possa deduzir os custos.

Também podemos, contudo, encontrar o Contrato de Concessão ou Joint Venture e, ainda, o Contrato de Prestação de Serviços com cláusula de risco.⁹¹

O contrato de *joint venture* é uma modalidade bastante popular em Angola no sector petrolífero, permitindo a celebração de um contrato de consórcio, nos termos da Lei n.º 19/03, de 12 de Agosto, sem, contudo, ser necessário constituir uma nova entidade com personalidade jurídica. Em 2011 foi aprovada a Lei do Investimento Privado, Lei n.º 20/11, de 20 de Maio que, ao revogar a Lei sobre os Incentivos Fiscais e Aduaneiros ao Investimento Privado e, em parte, a Lei de Bases do Investimento Privado, determinou o aumento do valor mínimo de investimento necessário por investidores estrangeiros para USD 1.000.000, revogou a concessão automática dos benefícios fiscais e aduaneiros e aprovou ainda um regime contratual para a aprovação de investimentos e incentivos.

Não obstante, esta lei reconhece a existência de regimes especiais de investimento, nomeadamente no âmbito das operações petrolíferas, constante na Lei das Actividades Petrolíferas, aprovada pela Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro, que estabelece as regras de acesso e de exercício das operações, e a Lei n.º 13/2004 de 24 de Dezembro, Lei sobre a Tributação das Actividades Petrolíferas, que determina que todos os contratos anteriores à existência desta lei irão reger-se pelas suas próprias regras, acordadas pelas partes.

Existem, ainda, outras leis complementares relevantes, como sejam a Lei Aduaneira n.º 11/04; o Despacho n.º 127/03, relativo à Contratação de Serviços e Bens de Empresas Nacionais no Sector Petrolífero; o Decreto n.º 20/82 de Obrigatoriedade de Recrutamento e Formação de Quadros Nacionais; e a Lei n.º 14/03, de 18 de Julho, do Fomento do Empresariado Nacional. Ainda no âmbito da contratação de estrangeiros, encontramos um regime específico para o sector petrolífero, no sentido de promover a contratação de trabalhadores nacionais angolanos, resultante do Decreto Executivo n.º 45/10, de 10 de Maio. Acrescem as determinações do Decreto-Lei n.º 17/2009, de 26 de Junho, as quais impõe a preferência da contratação de cidadãos angolanos, independentemente da categoria ou do cargo a desempenhar e, ainda, a igualdade de tratamento, em termos de remunerações e benefícios, entre trabalhadores estrangeiros e angolanos. Para que uma empresa possa contratar cidadãos estrangeiros é necessário que demonstre ao Ministério do Petróleo que não existem angolanos com

⁹¹ PwC *Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág 7, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

capacidades técnicas de desempenhar o cargo em questão e obter deste uma autorização para a contratação.⁹²

O artigo 26º da Lei 10/2004, determina que o Governo deve tomar medidas para promover uma maior participação de empresas angolanas no sector. A fase de contratação deve ser precedida, nos termos da mesma lei, de uma licitação pública. Contudo, apesar da preferência do estado angolano contratar com empresas detidas por angolanos, não estão à partida excluídas as outras empresas internacionais. Todas as decisões têm que ser aprovadas pela Sonangol e as regras de licitação constam do Decreto-Lei 48/2006, de 1 de Setembro.⁹³

Até Outubro de 2013 não se encontravam previstas, na legislação angolana, quaisquer regras específicas sobre preços de transferência. No entanto, o princípio de *arm's length* existia e, neste sentido, as Autoridades Tributárias poderiam fazer certos ajustes caso certas transacções não estivessem de acordo com os preços de mercado.

Foi contudo publicado, em 1 de Outubro de 2013, o Decreto Presidencial n.º 147/13, contendo um Estatuto dos Grandes Contribuintes. Este diploma entre outras alterações, reintroduz a aplicação do Regime Fiscal dos Preços de Transferência.

Este novo regime segue de perto as orientações da OCDE, como seja a aceitação do princípio da plena concorrência e a adopção dos seguintes métodos para a análise dos preços de transferência: o método do preço comparável de mercado, o método do preço de revenda minorado e o método do custo majorado.

Neste âmbito, é exigido aos grandes contribuintes, que verifiquem um volume de negócios superior a AKZ 7 mil milhões, a entrega de documentação de preços de transferência, contendo nomeadamente os preços praticados entre entidades relacionadas, à Administração Fiscal, no prazo de 6 meses após conclusão do exercício fiscal relevante.

Sempre que, por força das suas relações especiais, tenham sido estabelecidas diferentes condições das que se verificariam caso se tratassem de entidades não relacionadas, o contribuinte em questão ficará sujeito às correcções à matéria colectável que a Administração Fiscal julgue necessárias.

Estão especificamente identificadas no diploma as situações em que se considera que existam relações especiais. Destacamos, a título de exemplo, a situação em que os administradores ou gerentes de uma sociedade, assim como os respectivos cônjuges, ascendentes e descendentes detenham, directa ou indirectamente, uma participação não inferior a 10% do capital ou dos

⁹² *Doing Business Angola*, MLGTS Legal Circle, Novembro de 2012, pág. 88.

⁹³ *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, págs 10 e 11, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

direitos de voto na outra entidade ou as entidades vinculadas através de contrato de subordinação, de grupo paritário.

Os contratos também possuem, geralmente, regras de preços de transferência especificamente aplicáveis à indústria petrolífera.⁹⁴

O estado angolano concede certos incentivos no sector petrolífero. Apesar de termos alguns benefícios aplicáveis transversalmente a todas as empresas, os benefícios ocorrem sobretudo através de negociação com a Sonangol mediante um pedido ao Ministério do Petróleo.⁹⁵

3.1.3. Distinção do sistema fiscal e enquadramento orçamental dos diferentes tipos de rendimentos gerados pela indústria

A totalidade das empresas residentes em Angola, assim como as não-residentes que aí possuam estabelecimento estável, cujo objeto seja a exploração e produção de petróleo ou gás natural encontram-se sujeitas a vários impostos específicos do sector.

Nos termos da Lei 13/2004 de 24 de Dezembro, todas as outras actividades que não sejam consideradas como actividades petrolíferas encontram-se sujeitas a tributação nos termos das regras tributárias gerais, mais concretamente do Imposto Industrial, segundo o qual são tributados os lucros imputáveis ao exercício de qualquer actividade de natureza comercial ou industrial.

Presentemente, estão simultaneamente em vigor dois regimes de tributação das actividades petrolíferas. O primeiro, constante da lei antiga, aplica-se à generalidade das concessões contratadas antes de 1 de Janeiro de 2005. Por sua vez o novo regime aplica-se às concessões acordadas posteriormente.

Como nota prévia, importa referir que a matéria colectável é calculada separadamente por cada área de concessão. Exceptuam-se desta regra as despesas incorridas com a pesquisa em sede de contrato de partilha de produção as quais são comunicáveis.

O actual regime especial de tributação das actividades petrolíferas prevê a aplicação de cinco impostos:

i) Imposto sobre a Produção do Petróleo

O Imposto sobre a Produção do Petróleo incide sobre “*a quantidade de petróleo bruto e gás natural medido à boca do poço, deduzidas as quantidades consumidas nas operações*”

⁹⁴ É provável que esta matéria seja regulada num futuro próximo, nos termos de *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág. 12, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

⁹⁵ Na esteira de *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág 9, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

petrolíferas”. A dedução mencionada carece, contudo, de parecer favorável por parte da Sonangol.⁹⁶

Este imposto é devido por todas as empresas que participem num contrato com a Sonangol, anualmente, à taxa de 20%, salvo raras excepções previstas na lei.

O único caso à parte será o das empresas que operam sob uma *joint venture*, pois neste caso podem deduzir, como custos de investimento, 50% da produção de petróleo.⁹⁷

Este imposto não se aplica aos Contratos de Partilha de Produção.

ii) *Imposto sobre o Rendimento do Petróleo*

Conforme referido, o *cost oil* consiste na percentagem acordada até à qual as empresas podem deduzir os seus custos de exploração, desenvolvimento e produção, assim como os custos de administração e serviços A&S. Por sua vez, o *profit oil* é todo o lucro restante.⁹⁸

Em conformidade com as regras estabelecidas na Lei 13/2004 e nos contratos celebrados, o rendimento tributável, reporta-se ao lucro de cada exercício, relativamente a cada área de concessão, calculando-se, nos contratos de partilha de produção, com base no lucro real atribuído a cada empresa, dentro de uma certa área, subtraindo-se o quinhão de *profit oil* partilhado com a Sonangol e ainda o *cost oil*.

No caso de outras associações ou contrato de prestação de serviços, a matéria colectável será calculada através da diferença entre os ganhos realizados e os custos imputáveis ao mesmo exercício.⁹⁹

Nos termos do artigo 41º da Lei 13/2004, a taxa aplicável aos rendimentos varia consoante o tipo de contrato em causa. No caso de existência de contratos de partilha de produção aplica-se uma taxa de 50%. Nos restantes contratos ou concessões a taxa aplicável será de 65,75%.

Todos os custos de desenvolvimento e produção, como sejam (i) despesas com pessoal e materiais, (ii) despesas de transporte, (iii) encargos relacionados com actividades básicas, acessórias ou complementares, (iv) aprovisionamentos necessários para a execução de actividades petrolíferas, ou, ainda, (v) juros e encargos relativos a financiamentos que

⁹⁶ Doing Business Angola, MLGTS Legal Circle, Novembro de 2012, pág. 52.

⁹⁷ Para mais desenvolvimentos ver *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág 9, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

⁹⁸ Os custos A&S, segundo *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág 8, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries, são calculados através do método de pro rata relativos aos custos das fases de exploração, desenvolvimento e produção.

⁹⁹ Na esteira de *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág 9, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

tenham sido efectivamente pagos, desde que contraídos junto de instituições de crédito angolanas são recuperáveis. Adicionalmente, caso haja uma margem de *cost oil* não utilizada, podem ser deduzidos custos de exploração. Não sendo estes custos recuperáveis são reportados para o futuro na respectiva área de desenvolvimento.¹⁰⁰

Contudo, não são dedutíveis para efeitos fiscais: (i) as comissões auferidas por intermediários, (ii) indemnizações, coimas ou outro tipo de penalidades, assim como despesas incorridas em processos de arbitragem, (iii) juros ou outros encargos que não caibam nos custos dedutíveis do parágrafo anterior; e ainda (iv) os fundos, provisões e reservas, excepto quando tenham sido previamente aprovados pelo Governo).¹⁰¹

Tratando-se de liquidação definitiva, os contribuintes ficam obrigados a entregar anualmente, durante o mês de Março, uma declaração Modelo 2 sobre a previsão de pagamentos para o ano seguinte, a qual será utilizada como base de fixação da matéria coletável por uma Comissão de Fixação.

iii) Imposto sobre a Transacção do Petróleo

O Imposto sobre a Transacção do Petróleo incide sobre o lucro das empresas operadoras em Angola, calculando-se segundo as regras aplicáveis ao Imposto sobre o Rendimento do Petróleo, nos termos da Lei 13/04, aplicando-se a taxa de 70%.

Contém, no entanto, algumas especificidades relativamente às despesas, nomeadamente apenas serem dedutíveis o prémio de produção e o prémio de investimento, aplicando-se-lhes, ainda, a taxa de superfície, contribuição de treino e as despesas financeiras.¹⁰²

iv) Taxa de Superfície

As empresas operadoras devem também uma taxa de superfície, a qual incide sobre a área de concessão ou sobre as áreas de desenvolvimento.

Calcula-se através de um valor anual de 300 USD por km², devendo ser liquidado no mês seguinte ao da assinatura do contrato ou da apresentação da declaração comercial.¹⁰³

¹⁰⁰ Os custos de desenvolvimento são amortizados à taxa de 25%, de acordo com o constante em *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág 8, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

¹⁰¹ *Doing Business Angola*, MLGTS Legal Circle, Novembro de 2012, pág. 51.

¹⁰² De acordo com *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág 9, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

¹⁰³ *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág 9, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

v) *Contribuição para a Formação dos Quadros Angolanos*

Nos termos do artigo 57º da Lei 13/2004, é, ainda, exigido um financiamento para o treino de cidadãos angolanos na indústria do petróleo e gás natural. Esta contribuição difere entre empresas e fornecedores de bens e serviços prestados às empresas petrolíferas, dependendo, essencialmente, da fase da actividade em que se encontram. Neste sentido, esta pode variar entre USD 200.000 por ano, USD 0,15 por barril e 0,5% do rendimento bruto anual, quando estejamos perante uma sociedade de exploração, de produção ou subempreiteiros, respectivamente.¹⁰⁴

Poderão ser aplicáveis outros impostos gerais, no caso de as actividades completares às operações petrolíferas, efetuadas pelas operadoras, caírem no âmbito de incidência de algum outro imposto ou taxa.

O Imposto sobre a Aplicação de Capitais foi recentemente revisto e aprovado pelo Decreto Legislativo Presidencial nº5/11 de 30 de Dezembro, aplicando-se aos rendimentos de capitais, como sejam os juros, dividendos, royalties, mais-valias e rendimentos de jogo.

Os dividendos distribuídos por uma entidade angolana são tributados à taxa de 10%, por retenção na fonte da entidade pagadora, a qual deve entregar, até ao final do mês seguinte, o imposto devido às Autoridades Fiscais. Os juros sobre empréstimos garantidos por terceira parte ou accionistas são tributados à taxa de 15%. Note-se que, no caso de os juros serem pagos por entidades estrangeiras, a obrigação de entregar o imposto às Autoridades recai na entidade nacional. Relativamente aos empréstimos concedidos por accionistas haverá retenção na fonte na altura do pagamento.¹⁰⁵ Contudo, através de disposições contratuais, a Sonangol concede isenções de Imposto sobre a Aplicação de Capitais.

A Lei n.º 11/04 prevê uma isenção nas importações de bens que sejam exclusivamente necessários à indústria do petróleo e gás natural, desde que não seja possível adquiri-los em Angola. Todas as outras importações estão sujeitas a Direitos Aduaneiros, com uma taxa que pode variar entre os 2% e os 30%.

O Imposto sobre o Consumo, herdado da era colonial, tributa a produção de bens e, recentemente, também uma ampla gama de serviços definidos na lei. Foi recentemente aprovado o Decreto Executivo n.º 333/13, de 8 de Outubro, que veio determinar um novo conjunto de regras para as companhias petrolíferas que efetuem operações em Angola, relacionadas com a liquidação e pagamento do Imposto sobre o Consumo. Nos termos deste novo regime, no momento de emissão de factura, as entidades prestadoras de serviços às operadoras petrolíferas

¹⁰⁴ O Decreto-Lei 17/2009 contém os valores aplicáveis a cada empresa, especificado por fases da actividade.

¹⁰⁵ *PwC Oil and Gas Tax Guide for Africa 2013*, pág 9, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

devem liquidar o imposto nos termos das regras gerais aplicáveis, ficando, por sua vez, as companhias petrolíferas responsáveis pela entrega do imposto junto do estado, na medida em que estas irão retê-lo aquando do pagamento dos serviços prestados. Por outras palavras, as companhias petrolíferas passam a estar sujeitas ao regime geral aplicável à generalidade dos contribuintes sendo que o seu incumprimento determina a irrecuperabilidade do encargo do Imposto de Consumo por estas suportado, em sede de Imposto sobre o Rendimento do Petróleo.¹⁰⁶

As taxas deste imposto variam significativamente, sendo a taxa normal de 10%, mas pode ser reduzida para 2%, no caso de alimentos essenciais e medicamentos, ou subir para 20% ou mesmo 30%, nos casos em que estão envolvidos bens considerados de luxo. Quando aos serviços as taxas variam entre 5% e 10%.

Relativamente à Segurança Social, são devidas contribuições sobre o salário, à taxa de 11%, sendo que 8% são retidos na fonte pelo empregador e 3% ficam a cargo do trabalhador.

3.1.4. Articulação com os ADT`s

Relativamente às questões de competitividade e integração internacional, uma vez que Angola retira tanta receita da economia do petróleo, nunca precisou de ter um sistema fiscal competitivo, ou seja, há interesse em investir em Angola, apesar das regras fiscais que estão em vigor.

Por outro lado, ao contrário de Moçambique, Angola não tem apostado na integração regional, estando apenas está ligada à economia internacional por via das indústrias extractivas.

Angola não celebrou ainda nenhum ADT, Acordo de Dupla Tributação, com outro país, o que até pode fazer sentido tendo em conta que o sistema fiscal angolano está a sofrer uma profunda reestruturação, sendo provavelmente benéfico aguardar até que se torne sólido e definitivo.

Existe uma convicção generalizada de que o ADT vai beneficiar a empresa estrangeira que investe em Angola e que para as empresas angolanas que investem no estrangeiro não tem nenhuma utilidade. Não obstante, no caso angolano a situação é diferente, várias pessoas, individuais ou colectivas, angolanas encontram-se já a investir fora de Angola, nomeadamente em Portugal.¹⁰⁷

¹⁰⁶ *Angola: novas regras em imposto sobre o Consumo na Indústria Petrolífera*, RFF e Associados, n.º 28, 2013, pág. 1.

¹⁰⁷ *Portugal e Angola avançam com Acordo de Dupla Tributação* em Expresso Economia, disponível em: <http://expresso.sapo.pt/portugal-e-angola-avancam-com-acordo-de-dupla-tributacao=f714976#ixzz2e3TieNhc>.

Desde 1979 que se aguarda por um ADT entre Portugal e Angola. É um dos acordos mais esperados desta natureza e Portugal tem feito todos os esforços para se tornar o primeiro país a celebrar o ADT, com o objectivo de tornar-se uma ponte de investimento entre Angola e a União Europeia.¹⁰⁸

¹⁰⁸ *Portugal e Angola avançam com Acordo de Dupla Tributação* em Expresso Economia, disponível em: <http://expresso.sapo.pt/portugal-e-angola-avancam-com-acordo-de-dupla-tributacao=f714976#ixzz2e3TieNhc>.

3.2. Moçambique

3.2.1. Importância do Negócio

Só recentemente a indústria extractiva de hidrocarbonetos evoluiu de forma a ganhar um papel importante na economia de Moçambique.

Deram-se algumas tentativas de exploração nos anos 40 e 60, contudo, nos anos 70, todas estas pretensões se tornaram impossíveis, devido essencialmente à instabilidade política e à falta de mercado.

Após a independência a sociedade transformou-se, radicalmente, nomeadamente através da nacionalização da base tributável, ou seja, as fontes geradoras de receita foram apropriadas pelo estado.

Neste sentido, e apesar de Moçambique se ter tornado um país independente em 1975, a guerra civil teve um impacto devastador na economia do país, atrasando o seu crescimento. Nos anos 80, Moçambique chegou a ser um dos países mais pobres do mundo e só viria a recuperar nos anos 90, com as negociações de paz encabeçadas pela ONU.¹⁰⁹

Só mais tarde, Moçambique voltaria a apostar na exploração de recursos naturais com a aprovação da Lei de Petróleos, Lei nº 3/81, de 3 de Outubro, associada à criação da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos.¹¹⁰

Uma vez que o sistema fiscal, durante a era colonial, estava virado para fora, a Administração Fiscal construiu-se tomando como ponto de partida, e como braço mais forte, a Administração Aduaneira, as alfândegas eram o corpo administrativo com mais tradição e capacidade. E só depois é que a DGCI no local se foi afirmando pouco a pouco.

Em Moçambique deu-se um fenómeno interessante, aquando da independência grande parte dos quadros da Administração aduaneira permaneceu no país, o que facilitou a reforma fiscal. Actualmente, a indústria do gás natural tem um papel muito relevante nas exportações de Moçambique. Além de se tratar de um recurso natural de extrema importância e com uma procura crescente no mercado internacional, tem um papel essencial para o desenvolvimento e crescimento económico do país. Moçambique detém, neste momento, a quarta maior reserva mundial de gás natural, ultrapassado apenas pela Rússia, Irão e Qatar.¹¹¹

¹⁰⁹ *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potential lies*, 2013 edition, pág. 11.

¹¹⁰ No seguimento de GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela in *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág.238.

¹¹¹ Artigo *Moçambique terá a quarta reserva de gás natural do mundo*, em *O País online*,.

Um crescente optimismo tem surgido desde a descoberta de gás natural na Bacia do Rovuma, em 2004, que se mantém com a perspectiva da existência de petróleo mais para sul.¹¹²

Na zona offshore desta Bacia, que se situa a 2000 km de Maputo, na costa moçambicana, várias áreas foram atribuídas a empresas como a Anadarko, Norskhydro, Petronas e a Eni, em águas muito profundas que podem ir até aos 2600 metros. Também a Galp Energia participou num consórcio para a exploração da área 4 da Bacia do Rovuma e anunciou recentemente, em Fevereiro de 2011, a descoberta de um poço de gás natural com grandes quantidades em Mamba North.

Em 2010 e 2011, foram igualmente anunciadas várias descobertas de grandes quantidades de gás natural, por parte das empresas Anadarko e Eni.

Uma forte aposta em mais furos tem revelado a possibilidade de mais descobertas e, neste sentido, as várias empresas estão a cooperar de forma a favorecer o desenvolvimento das reservas.¹¹³

Como podemos prever, Moçambique aproxima-se de um *boom* de gás natural, sendo que as descobertas dos últimos anos, nomeadamente na Bacia do Rovuma, encontram-se entre as mais relevantes do mundo. O foco de interesse, por parte das IOCs tem-se concentrado *offshore*.¹¹⁴

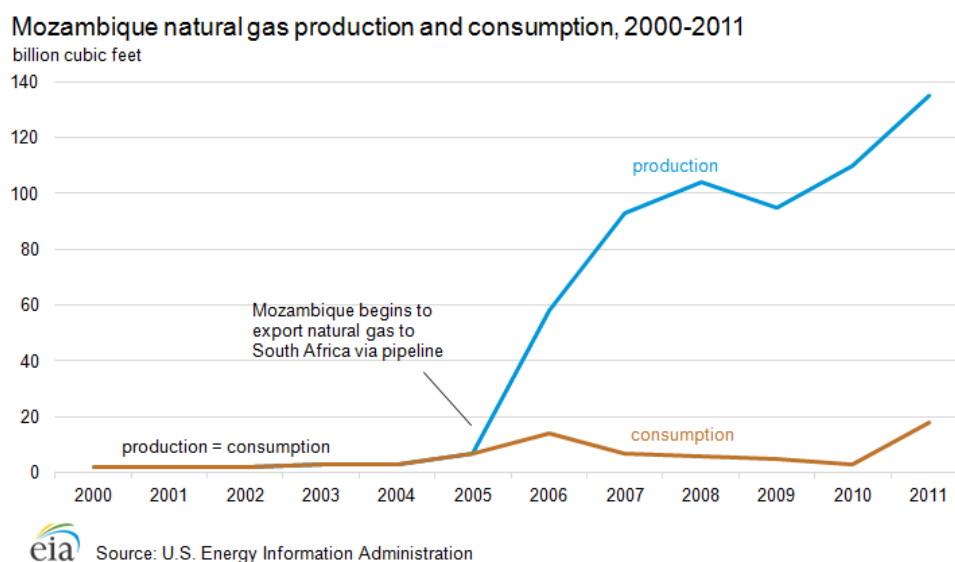
Neste momento, a questão de maior importância para Moçambique será o tratamento dos termos fiscais dos contratos que regem as actividades de exploração e produção do gás natural. Acresce que, muito embora a produção ainda tarde alguns anos, as decisões já foram ou irão ser tomadas num futuro próximo. Os termos que governam os contratos, onde estão previstos 8 anos de exploração e 30 anos de produção, relativos à Bacia de Rovuma já foram negociados em 2006, não podendo já o estado moçambicano voltar atrás com a sua decisão.¹¹⁵

¹¹² Informação popular nos artigos da imprensa, tal como descrito em GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela in *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág.238.

¹¹³ *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potencial lies*, 2013 edition, pág. 12.

¹¹⁴ Artigo *Contratos de exploração de gás e petróleo são prejudiciais para Moçambique*, em *O País online*.

¹¹⁵ Artigo *Contratos de exploração de gás e petróleo são prejudiciais para Moçambique*, em *O País online*.



3.2.2. Quadro Legal

O quadro legislativo do sector dos recursos minerais tem sido actualizado de acordo com as necessidades que vão surgindo no estado moçambicano.

A evolução mais significativa deu-se com a aprovação de uma nova Lei dos Petróleos, a Lei n.º 3/2001 de 21 de Fevereiro, e do respectivo Regulamento das Operações Petrolíferas que consta do Decreto n.º 24/2004, que retirou o monopólio das actividades de pesquisa à Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, passando a esta a ser apenas uma associada nos vários contratos. Esta lei, em linha com os artigos 1º e 3º da Constituição, reveste o estado de soberania, ao determinar que este é o único proprietário dos recursos naturais situados no seu solo e subsolo, mar territorial, águas interiores e na Zona Económica Exclusiva, ou seja, estabelece que o estado detém a propriedade dos recursos petrolíferos, assegurando que todos os recursos integram o domínio público.¹¹⁶

O estado moçambicano reserva-se o direito de participar em qualquer operação petrolífera exercida por qualquer pessoa, em qualquer fase, de acordo com o constante no artigo 8º da mesma lei, assim como o direito de inspecionar os locais onde estas operações estejam a ocorrer ou, como retiramos do artigo 22º, nomear uma entidade independente para que o substitua. Tem o Governo preferência, sempre que o interesse nacional assim o justifique, na aquisição do petróleo produzido na área inserida no contrato de pesquisa e produção.

Seguidamente, em 2004, foi criada uma entidade reguladora das operações petrolíferas, o Instituto Nacional do Petróleo, I.N.P..

¹¹⁶ *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potential lies*, 2013 edition, pág. 13.

Neste sentido, todas as alterações legislativas, associadas ao fim da guerra civil e consequente estabilidade política que se vive nos dias que correm em Moçambique, assim como a constante subida dos preços do petróleo nos mercados internacionais, tornaram Moçambique num dos países mais interessantes na óptica do investidor, atraindo empresas de todo o mundo para pesquisar novas reservas e explorar, bem como desenvolver e produzir as reservas já existentes.¹¹⁷

Mais recentemente, em 2007, foram aprovadas, pela Assembleia Geral, as Leis 12/2007 e 13/2007, de 27 de Junho de que vieram actualizar e complementar a Lei dos Petróleos de 2001. A primeira lei introduziu novas taxas sobre o Imposto de Produção do Petróleo, ou royalties, que se aplicam ao petróleo e gás natural, quer *onshore* quer *offshore*. A segunda lei consagrou um novo quadro de benefícios fiscais nos sectores petrolífero e mineiro, revogando todos os outros benefícios concedidos anteriormente.

O controlo do estado moçambicano sobre as operações *upstream* é exercido através de três corpos estatais, são eles o Instituto Nacional de Petróleo, I.N.P., que lida com os aspectos regulatórios; o Ministério dos Recursos Minerais, que supervisiona e lida com os aspectos formais; e, ainda, a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos de Moçambique que detém a parte do estado no contrato e participa em certas actividades comerciais.¹¹⁸

Nos termos da Lei dos Petróleos e do Regulamento das Operações Petrolíferas, a realização destas actividades tem como condição prévia a celebração de um contrato de concessão, que pode ser de vários tipos, como seja de reconhecimento, de pesquisa e produção ou de oleoduto e gasoduto.

Os contratos, por sua vez, são atribuídos por meio de concurso público, embora possam existir situações, tal como no caso em que uma certa área já tenha sido submetida a concurso público e não tenha sido apresentada nenhuma proposta satisfatória, em que se admite a negociação directa.

O concurso para a aquisição de bens e serviços pode incluir convites ou pré-qualificações, desde sejam dados prazos razoáveis para que outros fornecedores potencialmente qualificáveis não sejam excluídos do processo.

A Lei em questão permite, ainda, ao Conselho de Ministros aprovar modificações ao regime fiscal geral, relativas às actividades *upstream*.

¹¹⁷ Segundo o entendimento de GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela in *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013, pág.239.

¹¹⁸ *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potencial lies*, 2013 edition, pág. 13.

Qualquer pessoa jurídica moçambicana ou estrangeira tem a possibilidade de ser concessionária de operações petrolíferas. Não obstante, gozam de um direito de preferência na atribuição de blocos de exploração ou produção as pessoas jurídicas de nacionalidade moçambicana, ou que, não sendo nacionais, se associem a qualquer entidade moçambicana. Nos termos da lei, consideram-se pessoas jurídicas moçambicanas aquelas que tenham sido constituídas ao abrigo da legislação moçambicana, sedeadas em Moçambique e cujo capital social pertença, pelo menos, em 50% a cidadãos ou entidades moçambicanas.

Actualmente, a Lei de Petróleos, que prevê as traves mestras e o enquadramento jurídico actual das actividades relacionadas com a indústria petrolífera, está a ser revista, contudo, o novo Projecto Lei, já aprovado pelo Governo, embora ainda não pelo Parlamento, estabelece para o futuro que todas as empresas terão que ser registadas em Moçambique, como seja através de uma subsidiária, para que possam deter uma licença de exploração e produção, ou sequer qualquer participação no contrato.¹¹⁹

a) Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção

O contrato mais popular utilizado pelo estado moçambicano é o Contrato de Exploração e Produção, *EPCC*, aprovado pelo Conselho de Ministros, que lhe atribui força de lei. Contudo, apesar de o contrato em questão denominar-se Contrato de Exploração e Produção este baseia-se, essencialmente, no modelo do Contrato de Partilha de Produção.¹²⁰

O presente contrato atribui direitos exclusivos tanto de pesquisa como produção de petróleo, mas ainda inclui o direito, apesar de não exclusivo, de construir e operar sistemas de oleodutos e gasodutos.

O direito de pesquisa é concedido por período de 8 anos, sendo que, se for feita uma descoberta, pode ser negociado um período de 2 anos, no caso do petróleo, ou 8 anos, no caso do gás natural, de forma a permitir a possibilidade de avaliação do valor comercial da descoberta.

Relativamente às actividades de desenvolvimento e produção de petróleo, são concedidos, geralmente, 30 anos, desde o momento em que o respectivo plano de desenvolvimento é aprovado pelo Conselho de Ministros.

¹¹⁹ *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potencial lies*, 2013 edition, pág. 13.

¹²⁰ Para mais desenvolvimentos sobre o Contrato de Partilha de Produção consultar o capítulo 2.2.4.

b) Contrato de Concessão de Oleoduto e gaseduto

O contrato em questão permite à concessionária construir e operar oleodutos e gasodutos, para transporte de recursos, nos casos em que estas operações não sejam executadas através de um Contrato de Pesquisa e Produção.¹²¹

É imposta ao titular do contrato a obrigação de transportar os recursos para que os pedidos de terceiros possam ser atendidos em termos considerados comerciáveis, salvo indisponibilidade dos recursos ou problemas técnicos que possam existir.

c) Joint Operating Agreement

Também é muito comum a associação de empresas, nos termos de um Contrato de *Joint Venture*, celebrado entre a ENH, em nome do estado, e várias empresas que, em conjunto exploram e desenvolvem uma área, partilhando os custos, mas também os benefícios, na proporção da participação de cada parte. Geralmente, associado a este contrato celebra-se o *Joint Operating Agreement*, que regula as relações entre as partes.¹²²

Os operadores têm a obrigação de dar preferência aos produtos e serviços moçambicanos, desde que sejam comparáveis, em termos de qualidade, e contando que o seu preço, com impostos incluídos, não ultrapasse em mais do que 10% os preços dos bens internacionais disponíveis.

É ainda imposta uma caução, no valor das obrigações a serem cumpridas, mediante garantia bancária ou garantia da empresa-mãe, sendo esta caução levantada somente um ano após o término do contrato de concessão.

Relativamente aos litígios emergentes do contrato ou da lei, quando não seja possível resolver por acordo, deve-se recorrer à arbitragem ou às Autoridades Judiciais.

As operações petrolíferas, bem como todas as actividades com elas relacionadas, podem ser inspeccionadas pela inspeção geral do ministério, ou poderá este optar por nomear uma entidade independente para cumprir esse objectivo. Também pode o I.N.P., sempre que julgue pertinente, inspecionar o equipamento ou os métodos que permitem a medição do petróleo produzido ou transportado.

O incumprimento de qualquer instrução administrativa estará sujeito, por cada dia que este subsista, a aplicação de coima que pode ir desde os MZN 250.000.000 até aos MZN

¹²¹ *Doing Business Moçambique*, MLGTS Legal Circle, Novembro de 2012, pág.101.

¹²² *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág 61.

2.500.000.000, determinada em função da gravidade da infração cometida, a ser cobrada pelo I.N.P..

Os contratos de concessão podem extinguir-se por (i) renúncia, desde que tenham sido cumpridas as obrigações mínimas previstas no âmbito da exploração, ou com um ano de antecedência quando já estiver em sede de desenvolvimento e produção; por (ii) rescisão do ministro da área em questão, quando se dê um desvio dos objectivos, falência da concessionária, incumprimento da lei ou do contrato, ou uma prolongada interrupção das actividades quando esta tenha sido imputável ao operador; ou, ainda, por (iii) abandono, sempre que a concessionária, sem razão para tal, deixe de exercer a actividade a que se propôs por período mínimo de 3 meses.¹²³

Sempre que se dá uma extinção da concessão, todos os bens inerentes a esta passarão a integrar o património do estado, salvo disposição acordada, assim como toda a documentação original e as colecções de amostras devem ser entregues ao Instituto.

3.2.3. Distinção do sistema fiscal e enquadramento orçamental dos diferentes tipos de rendimentos gerados pela indústria

A responsabilidade para administrar os impostos moçambicanos é exclusiva das Autoridades Fiscais de Moçambique.

Têm sido várias as alterações ao sistema tributário moçambicano, no sentido de modernizar e simplificar o regime e atrair mais investimento.

Do contrato de Concessão, resultam vários tipos de impostos:

a) Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRPC)

Tal como qualquer pessoa colectiva privada em Moçambique, a empresa petrolífera que participe em qualquer EPCC estará sujeita ao Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas, IRPC, relativamente ao saldo do *profit oil/gas* e *cost oil/gas*, com as deduções previstas no respectivo Código de IRPC. É de sublinhar que este cálculo é totalmente separado da fórmula de partilha de produção, constante do contrato de EPCC, e assim qualquer imposto será devido da parte de *profit oil/gas* da IOC.¹²⁴

¹²³ *Doing Business Moçambique*, MLGTS Legal Circle, Novembro de 2012, pág.101.

¹²⁴ *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potential lies*, 2013 edition, pág 16.

Se temos várias entidades contratantes, é necessário que o cálculo e pagamento do imposto sejam efectuados separadamente por cada empresa.¹²⁵

As companhias são tributadas pelo seu rendimento global, *world wide income*, à taxa fixa de 32%, muito embora o estado tenha oferecido reduções para 24% em vários contratos de EPCC, durante um período limitado, como sejam os primeiros 8 anos de produção, a título de incentivo fiscal para atrair um maior investimento.¹²⁶

Dada a grande variedade de deduções permitidas nos primeiros anos de produção, o IRPC tem um impacto limitado sobre a receita do estado. Ao longo do período de duração do projecto, o IRPC é mais significativo do que o pagamento de royalties, contudo, ambos têm uma importância reduzida quando comparados com a receita partilhada com o estado, do rendimento do petróleo ou do gás produzido.¹²⁷

O estado moçambicano não prevê a consolidação da contabilidade das empresas e, neste sentido, cada entidade é responsável pelo seu imposto, ou seja, nenhuma empresa poderá utilizar os prejuízos de outra empresa para reduzir o seu imposto.¹²⁸

O Código do IRPC foi revisto em 2012 e a regra do *ring fencing* foi introduzida especificamente para este sector. O mesmo diploma inclui também regras de preços de transferência, embora estas não sejam muito detalhadas, deixando a cargo da Administração Tributária a adopção das medidas necessárias para garantir que o imposto devido será pago, mesmo em situações em que entidades que possuem relações especiais deslocam o seu lucro tributável. Relativamente a esta matéria o regime resume-se, essencialmente, a um preceito que consagra o princípio do “*arm`s length*”.¹²⁹

Os contratos de EPCC, geralmente, incluem as suas próprias regras de preços de transferência para determinar que custos podem ser recuperados. Contudo, não é claro se as mesmas regras de preços de transferência se aplicam na determinação dos custos dedutíveis para efeitos de IRPC.¹³⁰

Está previsto um regime de subcapitalização, nos termos do qual, sempre que se verifique uma subcapitalização de entidade não residente existe a possibilidade de ser vedada a dedutibilidade dos juros pagos, na proporção do que for considerado endividamento excessivo.

¹²⁵Para mais desenvolvimentos sobre o tema e outras actividades acessórias das empresas veja-se *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potential lies*, 2013 edition, pág 16.

¹²⁶ Artigo Contratos de exploração de gás e petróleo são prejudiciais para Moçambique, em *O País online*.

¹²⁷ Artigo Contratos de exploração de gás e petróleo são prejudiciais para Moçambique, em *O País online*.

¹²⁸ *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potential lies*, 2013 edition, pág 16.

¹²⁹ *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág 65, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

¹³⁰ *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potential lies*, 2013 edition, pág 17.

Também os pagamentos efectuados a qualquer entidade residente em território de baixa tributação (paraísos fiscais), não são dedutíveis, sendo admitida prova de que os pagamentos são relativos a operações reais e não exagerados. À luz da lei moçambicana, uma jurisdição é considerada como tendo uma baixa tributação quando esta tribute os seus residentes a uma taxa efectiva inferior a 60% da taxa de IRPC.¹³¹

Para além das principais isenções e deduções sectoriais, o Código dos Benefícios Fiscais (aprovados pela Lei n.º 4/2009, de 12 de Janeiro) consagra algumas isenções de carácter geral, entre as quais se inclui o benefício de um crédito fiscal de 10% a 5% relativamente aos encargos com a formação profissional dos trabalhadores da empresa, quando estiver em causa a utilização de novas tecnologias ou encargos em outras áreas específicas de investimento reconhecidas para este efeito.¹³²

b) Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA)

Moçambique implementou o IVA em 2007, através da Lei n.º 32/2007, de 31 de Dezembro e pelo Decreto n.º 7/2008, de 16 de Abril, inspirado no sistema europeu, através do qual tributa todos os operadores da cadeia de produção, com excepção do consumidor final.

Possui uma taxa única, de 17%, aplicada à transacção de bens e serviços, solução comum nos países em desenvolvimento em que a solução mais simples é, geralmente, a mais eficiente, uma vez que a taxa única não gera distorções e não conduz a uma erosão da base tributária.

As exportações geralmente não são tributadas. Por outro lado, as importações de serviços são tributadas através do mecanismo de *reverse charge*, exactamente igual ao que é utilizado em Portugal e na Europa. Relativamente às importações de bens, a lei determina que estas estão sujeitas a IVA, bem como a direitos alfandegários.¹³³

O IVA pago durante a exploração e desenvolvimento é, em princípio, recuperável mediante pedido apresentado à Administração Tributária, apesar de, geralmente, estes pedidos envolverem muito tempo e várias audições, até que conduzam a algum resultado.¹³⁴

c) Imposto de Produção do Petróleo

Além dos vários impostos estabelecidos genericamente no sistema fiscal moçambicano, prevê-se um imposto específico sobre a produção do petróleo.

¹³¹ *Doing Business Moçambique*, MLGTS Legal Circle, Novembro de 2012, pag. 34.

¹³² *Doing Business Moçambique*, MLGTS Legal Circle, Novembro de 2012, pag. 34.

¹³³ *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potential lies*, 2013 edition, pág 18.

¹³⁴ Para mais desenvolvimentos consultar *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potential lies*, 2013 edition, pág 18.

Quando se inicia a produção são devidos royalties, em dinheiro ou em espécie. É da responsabilidade do operador proceder ao pagamento antes de calcular a partilha de produção. O grosso da receita do estado é a parte do *profit oil/gas*, que reverte a seu favor através da fórmula constante do contrato de concessão. Este lucro está, contudo, condicionado à recuperação do investimento das empresas, a partir do *cost oil/gas*.

O Imposto sobre a Produção de Petróleo, ou mais especificamente os royalties, baseia-se no valor do petróleo ou gás produzido, determinado pela média dos preços a que o produto foi vendido no mês relativo ao imposto em questão.¹³⁵

Apesar de não constituírem uma receita substancial, dado que a taxa para o petróleo é de 10% e para o gás 6%, proporcionam um rendimento garantido ao estado nos primeiros anos de produção.¹³⁶

Não obstante, a taxa dos primeiros EPCC's, relativos à Bacia do Rovuma, baseia-se numa escala decrescente, tendo em conta o nível de profundidade da água. Como já vimos, a exploração na Bacia do Rovuma dá-se em águas ultra profundas e, neste sentido, somente as taxas mais baixas são aplicáveis. A taxa relativa aos contratos da Anadarko, da Eni e da Statoil é de 2%. Já a taxa de concessão da Petronas, negociada dois anos depois das primeiras, coincide com a percentagem legal de 6%.¹³⁷

Esta situação controversa foi criada pelo estado que, num esforço para atrair investimento relevante, ofereceu incentivos fiscais até 2007, altura em que restringiu estes incentivos através da Lei nº 13/2007.¹³⁸

O imposto é pago mensalmente às Autoridades Fiscais no mês seguinte ao mês da produção. Contudo, o estado moçambicano pode optar por receber os royalties em espécie, parcial ou totalmente, através de notificação das Autoridades, após consultar o Ministério responsável pelo sector.¹³⁹

d) Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Singulares (IRPS)

Por último, temos os impostos sobre os salários que incluem o pagamento de IRPS por retenção na fonte, a uma taxa que pode variar entre os 0% e 29,9%.

Recentemente, os funcionários não residentes passaram a ser tributados pelos rendimentos obtidos em Moçambique à taxa de 20%, sendo que os contratos mais antigos previam uma

¹³⁵ PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013, pág 62.

¹³⁶ PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013, pág 61.

¹³⁷ Artigo Contratos de exploração de gás e petróleo são prejudiciais para Moçambique, em *O País online*.

¹³⁸ *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potential lies*, 2013 edition, págs. 15 e 16.

¹³⁹ PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013, pág 61.

isenção para todos os funcionários que não residissem em Moçambique. Desde 2013, os residentes que apenas obtenham rendimentos do emprego serão tributados todos os meses definitivamente, a uma taxa que varia proporcionalmente, *sliding scale*, e já não será necessário fazer acertos no final do ano.¹⁴⁰

Salientamos, ainda, que são ainda obrigatórios os pagamentos em sede de Segurança Social, sendo que a taxa para o empregador é de 4% e para os funcionários 3%.

Acrescem aos impostos gerais outros impostos e obrigações, nomeadamente o bónus de produção, especificado no contrato de EPCC, que é devido no momento em que se inicia a produção comercial e sempre que são atingidos certos níveis de produção.¹⁴¹

Os benefícios actuais para indústria petrolífera consistem apenas em isenções de Direitos Aduaneiros, IVA e Imposto sobre Consumos Específicos, que se mantêm durante 5 anos, após a aprovação do plano de desenvolvimento. A isenção de IRPC, que determinava a aplicação de uma taxa de 24% em vez da taxa geral de 32%, anteriormente prevista foi agora revogada. Não obstante, temos uma ressalva na lei que mantêm os benefícios fiscais que tenham sido adquiridos em momento anterior à entrada da referida lei em vigor.¹⁴²

O modelo de EPCC prevê que os custos são dedutíveis na situação que suceder posteriormente entre o ano em que estes ocorreram e o ano em que se inicia a produção comercial. Os custos de exploração e os custos operacionais são 100% dedutíveis. Já os custos de desenvolvimento e produção serão deduzidos linearmente à taxa de 25%. Como podemos observar, estas taxas não são consistentes com as taxas legais e não é claro que o contrato prevaleça sobre a lei.¹⁴³

Por sua vez, os custos de desactivação e recuperação ambiental são dedutíveis em IRPC.¹⁴⁴

Também foi aprovada, a 4 de julho de 2012, a Lei das Parcerias Público Privadas, que pretende atrair investimento e desenvolver económica e socialmente o país, impondo a submissão dos novos contratos a esta lei. Entre todas as alterações impostas, as mais relevantes serão o limite do prazo para o termo do contrato, que não poderá ultrapassar os 30 anos e a exigência de participação local, de indivíduos ou companhias moçambicanas, entre 5% a 20% das acções. Muito embora os contratos anteriores a esta lei não sejam obrigados a torná-los conformes a

¹⁴⁰ *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potencial lies*, 2013 edition, pág 18.

¹⁴¹ Os níveis de produção vêm especificados no contrato EPCC. Segundo *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potencial lies*, 2013 edition, pág 14.

¹⁴² Artigo *Notícias de Direito*, Maio a Julho de 2007, de MIRANDA ALLIANCE, pág. 2.

¹⁴³ Nomeadamente as taxas dos a que são deduzidos os custos de desenvolvimento e produção, de 25%, tal como consta do descrito em *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potencial lies*, 2013 edition, pág 17.

¹⁴⁴ *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potencial lies*, 2013 edition, pág. 17.

esta, o governo moçambicano reserva-se o direito de renová-los, no caso de estes não incluírem participação local. Nenhuma empresa, parte do contrato, poderá ceder a sua posição contratual, quer parcial quer integralmente, sem que esta situação tenha sido já aprovada pelo estado moçambicano. São também exigidos, nos termos da mesma lei, certos benefícios, tais como benefícios ambientais, sociais, ou o treino de locais, entre outros, bem como um benefício financeiro mínimo, de 35%, a reverter a favor do estado, já incluindo o montante devido em sede de IRPC. Os bónus de assinatura terão que ser estabelecidos entre 0,5% e 5% dos activos e as taxas de concessão terão que situar-se entre 2% e 5% também do valor dos activos. Por último, esta lei vem ainda estipular que quaisquer benefícios extraordinários gerados por uma venda derivada do contrato terão que ser partilhados com o estado, embora não seja clara a forma de como esta partilha será feita.¹⁴⁵

Apesar de Moçambique ter hoje uma consistente produção de gás natural, as leis, bem como a sua prática, ainda não estão desenvolvidas o suficiente para acompanhar esta já forte indústria. Não existem regras específicas no Código de IRPC para certas fases da indústria *upstream*, ou que tenham em conta os diversos aspectos dos contratos. Acresce que as Autoridades Fiscais têm ainda uma experiência muito limitada.¹⁴⁶

3.2.4. Articulação com os ADT`s

Os dividendos pagos a entidades não residentes, que não possuam estabelecimento estável em território moçambicano, estão sujeitos a retenção na fonte à taxa de 20%, com algumas excepções em que a taxa pode ser de 10%, nomeadamente quando se tratem de dividendos relativos a serviços de telecomunicações, transporte internacional e distribuição de electricidade em zonas rurais.¹⁴⁷

O imposto retido deve ser entregue às Autoridades Fiscais, no 20º dia do mês seguinte, por parte das empresas em questão.

Contudo, no caso de estes pagamentos serem feitos a entidades estrangeiras tem que ser feita prova de pagamento, apresentada ao banco central, antes que a transferência seja processada ou aprovada. Neste sentido, numa situação como esta o imposto tem que ser pago ao estado antes de a transferência ser feita.¹⁴⁸

¹⁴⁵ Nos termos do constante em *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potencial lies*, 2013 edition, pág. 14, instala-se a dúvida se esta partilha será feita através dos impostos ou de um qualquer mecanismo adicional.

¹⁴⁶ *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potencial lies*, 2013 edition, pág 17.

¹⁴⁷ *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág 64, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

¹⁴⁸ *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, pág 64, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries.

Todavia, a taxa de 20% pode ser reduzida quando os dividendos sejam pagos a entidades residentes em países com os quais Moçambique tenha assinado um ADT.

Actualmente Moçambique tem ADTs com vários países africanos, europeus e asiáticos, como sejam Portugal, Itália, Ilhas Maurícias, Emiratos Árabes Unidos, Macau, África do Sul, Botswana, Índia e Vietname, entre outros. Possui a maior rede de ADT's dos países de expressão portuguesa, o que demonstra a sua vontade de integração, com condições vantajosas para investidores.

4. Conclusões Finais

Podemos concluir que não existe uma solução perfeita para o regime fiscal relativo às operações petrolíferas. Cada país terá que procurar a solução que melhor figure, tendo em conta a sua necessidade de competitividade internacional e as políticas estatais pelas quais decide optar.¹⁴⁹

A tributação dos recursos em análise é extremamente complexa uma vez que tem que ter em conta vários elementos e depende de inúmeros factores, sendo, neste sentido, considerada uma indústria com elevados riscos inerentes, como sejam o geológico, o fiscal e os relacionados com as flutuações de preços. Acrescem aos problemas referidos outros, como sejam os de índole legal, técnica, financeira e política.¹⁵⁰

A única forma possível de os estados conseguirem assumir algum controlo na indústria é através do regime fiscal, único elemento que os estes controlam totalmente.¹⁵¹

O regime fiscal é, sem dúvida o principal mecanismo para a distribuição da riqueza produzida entre os estados e os investidores. Acresce que influencia a sustentabilidade global e minimiza os riscos, ou seja, em última análise, a prosperidade e desenvolvimento económico dos países que possuem hidrocarbonetos irá estar largamente dependente do regime fiscal adoptado.¹⁵²

O conflito de interesses, entre estados e empresas, tem originado vários problemas. Neste sentido, é fulcral para a sustentabilidade dos regimes fiscais a estabilidade e flexibilidade, garantindo a adequada distribuição de riscos e lucros e prevenindo as mudanças constantes nas leis fiscais, para que os investidores possam adquirir confiança e não assimilar um risco.¹⁵³

É commumente aceite que o regime tem que ser um regime eficiente, que não crie distorções, e neutral, o que se consegue através da progressividade. Idealmente, também deveria ser um sistema simples, claro e fácil de administrar, adaptando-se, de resto, às especificidades de cada estado.¹⁵⁴

¹⁴⁹ NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.333.

¹⁵⁰ De acordo com NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág. 13.

¹⁵¹ NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.2 ss.

¹⁵² BOADWAY, Robin e KEEN, Michael, em *Theoretical perspectives on resource tax design*, Routledge, 2010, pág. 13.

¹⁵³ SANCHES, JJ SALDANHA, em *Manual de Direito Fiscal*, Coimbra, 2002.

¹⁵⁴ No seguimento de NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, pág.11 ss.

Um equilíbrio tem que ser encontrado para que o regime fiscal não seja nem muito brando nem muito agressivo. Um regime será tanto mais agressivo quanto mais afastar as suas normas da força económica real do sujeito passivo e da sua capacidade contributiva, ou seja, quando não esteja, verdadeiramente, a tributar o lucro real.¹⁵⁵

Os estados devem concentrar a sua atenção na melhor forma de representar os interesses de ambas partes no regime fiscal adoptado, pois, como vimos, muitas vezes uma pequena cedência de uma parte acarreta grandes benefícios para a outra.¹⁵⁶

Relativamente a Moçambique, julgo possível afirmar que as principais mudanças irão estar no desenvolvimento da capacidade de sujeitar as empresas operadoras a impostos, pois aproxima-se de uma época de grandes projectos de gás natural e petróleo e, neste sentido, o estado terá que ir adaptando, gradualmente, o seu regime às proporções desta indústria, que se desenvolve a um ritmo acelerado.

Nas palavras dos Professores Saldanha Sanches e João Tabora da Gama, *um dos principais desafios da tributação das actividades petrolíferas em Angola reside no equilíbrio do interesse público na obtenção de receitas que se extraem de um recurso natural com um valor económico, pertencente ao Estado e o interesse privado na realização de investimentos avultados, de retorno financeiro potencialmente elevado, tendo em vista a maximização dos lucros.*¹⁵⁷ Neste sentido, julgo que as principais novidades relativamente ao sistema de Angola deveriam estar, não tanto em alterações drásticas ao seu regime, mas sim numa melhor gestão dos interesses de ambas partes, estados e empresas operadoras, apostando na estabilidade e na confiança dos investidores, tendo uma especial atenção em alocar uma parte do lucro ao desenvolvimento social do país.

¹⁵⁵ FONSECA, André, em *A Tributação do Rendimento no Sistema Fiscal Angolano*, Centro de Investigação Jurídico-Económica, 2010, pág. 30.

¹⁵⁶ Com base em NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008, págs. 11 ss.

¹⁵⁷ SANCHES, JJ Saldanha e GAMA, João Tabora da, *Manual de Direito Fiscal Angolano*, Coimbra, 2010.

5. Referências Bibliográficas

- GOMES, José Caramelo e LIMA, Ângela em *Lex Petrolea*, Petrony, 1ª edição 2013
- *International Energy Annual (IEA)*; Long-term international energy statistics, disponível online em: <http://www.iea.org/statistics/>
- GOMES; Jorge Salgado e ALVES, Fernano Barata em *O UNIVERSO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA, Da Pesquisa à Refinação*, Fundação Calouste Gulbenkian, 1ª ed. 2007
- NAKHLE, CAROLE in *Petroleum Taxation, Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow*, Routledge, 1ª edição, 2008
- VV., in *The Taxation of Petroleum and Minerals*, Routledge, 1ª edição, 2010
- VV., *International Petroleum Transactions*, RMMLF, 3ª edição, 2010
- *PwC Oil and Gas Tax Guide for África 2013*, disponível online em: www.pwc.com/taxsummaries
- Bain & Company e Tozzini Freire Advogados em *Relatório I – Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo*, 1ª ed, 2008
- BEREDJICK, N., WÄLDE, T., eds., *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*, London, Graham and Trotman Ltd, 1ª ed., 1988
- TAVERNE, Bernard, *Petroleum, Industry and Governments: a study of the involvement of industry and governments in the production, and use of petroleum*, Kluwer Law International, 2ª ed. 2008
- FRAGOSO, Antónia Manuela em *Dissertação em Ciência Política e Relações Internacionais* de Maio de 2010
- *História do Crude em Angola*, Sonangol EP, disponível online em: <http://www.sonangol.co.ao>
- *Exploração no Mar*, Sonangol EP, disponível online em: <http://www.sonangol.co.ao>
- NARKHLE, Carole, no artigo *Petroleum Fiscal Regimes em The taxation of Petroleum and Minerals*, Routledge, 1ª ed. 2010
- *Artigo Reforma Fiscal: Imposto sobre a Aplicação de Capitais, Imposto do Selo e Imposto de Consumo* de Março de 2012, Vitor Carvalho & Associados

- Artigo *Um olhar sobre...O SISTEMA FISCAL ANGOLANO*, Rogério Fernandes Ferreira & Associados, 2012
- *Doing Business Angola*, MLGTS, Novembro de 2012
- *Angola: novas regras em Imposto sobre o Consumo na Indústria Petrolífera*, Rogério Fernandes Ferreira & Associados, N.º 28/2013
- Artigo *Portugal e Angola avançam com Acordo de Dupla Tributação*, em Expresso Economia, disponível em: <http://expresso.sapo.pt/portugal-e-angola-avancam-com-acordo-de-dupla-tributacao=f714976#ixzz2e3TieNhc>
- *The Deloitte Guide to Oil and Gas in East Africa, Where potencial lies*, 2013 edition
- Artigo *Moçambique terá a quarta reserva de gás natural do mundo*, em O País online, disponível em: <http://www.opais.co.mz/index.php/economia/38-economia/21056-mocambique-tera-a-quarta-maior-reserva-de-gas-natural-do-mundo.html>
- Artigo *Contratos de exploração de gás e petróleo são prejudiciais para Moçambique*, em O País online, disponível em: <http://www.opais.co.mz/index.php/economia/38-economia/24937-contratos-de-exploracao-de-gas-e-petroleo-sao-prejudiciais-para-mocambique1.html>
- *Doing Business Moçambique*, MLGTS, Novembro de 2012
- Artigo *Notícias de Direito, Maio a Julho de 2007*, de MIRANDA ALLIANCE
- BOADWAY, Robin e KEEN, Michael, em *Theoretical perspectives on resource tax design*, Routledge, 2010
- SANCHES, JJ SALDANHA, em *Manual de Direito Fiscal*, Coimbra, 2002
- FONSECA, André, em *A Tributação do Rendimento no Sistema Fiscal Angolano*, Centro de Investigação Jurídico-Económica, 2010
- SANCHES, JJ Saldanha e GAMA, João Taborda da, *Manual de Direito Fiscal Angolano*, Coimbra, 2010