



UNIVERSIDADE CATÓLICA PORTUGUESA

FACULDADE DE DIREITO

ESCOLA DE LISBOA

Eunice de Fátima Pereira Gonçalves Ferraz

PSA ANGOLANO

ANÁLISE DA RECUPERAÇÃO DE CUSTOS

E DOS FATORES DE ATRATIVIDADE

Dissertação elaborada no âmbito do

Mestrado de Direito Fiscal, sob orientação

do Professor Sérgio Vasques

Maio, 2015



UNIVERSIDADE CATÓLICA PORTUGUESA

FACULDADE DE DIREITO

ESCOLA DE LISBOA

Eunice de Fátima Pereira Gonçalves Ferraz

PSA ANGOLANO

ANÁLISE DA RECUPERAÇÃO DE CUSTOS

E DOS FATORES DE ATRATIVIDADE

Dissertação elaborada no âmbito do

Mestrado de Direito Fiscal, sob orientação

do Professor Sérgio Vasques

Maio, 2015

ÍNDICE

ÍNDICE

RESUMO	5
ABSTRACT	7
LISTA DE ABREVIATURAS	8
INTRODUÇÃO	9
CAPÍTULO 1	12
1.1. RELEVÂNCIA DO TEMA	12
CAPÍTULO 2	16
2.1. A EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA EM ANGOLA	16
2.2. CICLO DE VIDA DOS PROJETOS PETROLÍFEROS	12
2.3. TIPOS CONTRATUAIS NO UPSTREAM ANGOLANO	23
CAPÍTULO 3	25
3.1. ESTRUTURA DO PSA ANGOLANO	25
3.2. ESTRUTURA FISCAL DO PSA ANGOLANO	28
3.3. CUSTOS RECUPERÁVEIS	30
3.4. LIMITES À RECUPERAÇÃO DE CUSTOS	33
3.5. HIERARQUIA DA RECUPERAÇÃO	33
3.6. CUSTOS NÃO RECUPERÁVEIS	35
CAPÍTULO 4	36
4.1. INCENTIVOS AO INVESTIMENTO	36
4.2. FATOR UPLIFT	38
4.3. TAXA INTERNA DE RENTABILIDADE	39
4.4. TAXA DE AMORTIZAÇÃO ACELERADA.....	40
4.5. CRÉDITO AO INVESTIMENTO.....	40
4.6. CLÁUSULA DE ESTABILIDADE	40
CAPÍTULO 5	43

5.1. ESTUDO COMPARADO	43
5.2. REPÚBLICA DO CONGO	43
5.3. REPÚBLICA DO GABÃO	47
CAPÍTULO 6	52
6.1. CONCLUSÃO	52
6.2. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54
6.3. ANEXOS	59-

RESUMO

Angola é o segundo maior produtor de petróleo de África, produz cerca de 1,8 milhões de barris de petróleo por dia, é membro da OPEP¹ desde janeiro de 2007 e da APPA desde janeiro de 1987².

Como é do conhecimento geral, a economia angolana é extremamente dependente das receitas provenientes da exploração petrolífera que, de acordo com dados do FMI, representam 47% do PIB, 76% das receitas fiscais e 98% das exportações.

Constata-se que o setor petrolífero é o que mais contribui para o crescimento económico do país, apesar dos recentes esforços no sentido da diversificação da economia, também ela subordinada ao desempenho deste setor.

Se por um lado, a excessiva dependência, aliada à volatilidade dos preços desta matéria-prima no mercado internacional, torna o país vulnerável às variações que, no caso de baixa acentuada, conduzem à necessidade de reajustes orçamentais ao nível da despesa pública, provocando um impacto negativo no investimento público.

Por outro lado, sendo o petróleo um recurso esgotável, o limite, a recuperação de custos e os incentivos ao investimento no *upstream* refletem essas condicionantes e reforçam a estratégia de negociação dos PSAs.

É com base nestas premissas que pretendemos com este trabalho analisar os mecanismos que contribuem para a atração do investimento no *upstream* angolano, mais precisamente dos mecanismos que diferenciam os PSAs celebrados entre a Sonangol e as suas associadas e os PSAs celebrados por países produtores vizinhos. Assim sendo, este estudo circunscreve-se ao *upstream*, fase onde, a par do contrato de concessão e do contrato de serviços, o contrato de partilha de produção ou *Production Sharing Agreement* (PSA) é celebrado na exploração petrolífera.

¹ Organização dos Países Exportadores de Petróleo.

² Associação Africana dos Países Produtores de Petróleo.

**PALAVRAS-CHAVE: PSA, SETOR PETROLÍFERO, *UPLIFT*, *UPSTREAM*,
ROR FACTOR.**

ABSTRACT

Angola is currently the second largest oil production country in Africa. As it's well known, the Angolan economy is heavily dependent on revenue from the oil exploration which represents 47% of GDP, 76% of tax revenues and 98% of exports.

Angola is a member of OPEC, produces about 1.8 million barrels of oil daily and it's the second largest oil producer in Africa.

It is a fact that the oil sector is the largest contributor to the country's economic growth. Despite recent efforts to diversify the economy, everything is also subject to the performance of this sector.

Excessive dependence combined with the price volatility of this commodity in the international market, makes the country's economy vulnerable to the variations which, in case of sharp decline, lead to the need for budget adjustments at the public expenditures with negative impact on the development policies.

Because the oil and gas are exhaustible resources, the recoverable costs mechanism and the incentives to invest in upstream should reflect all this constraints and strengthen the PSA, trading strategy.

Based on these assumptions, this research aims at the analysis of the recoverable cost structure in the Angolan Production Sharing Agreement (PSA), and the factors that contribute to the attractiveness of exploration and production of oil in Angola, more precisely the mechanisms that differentiate the PSAs concluded between Sonangol and its associates and PSAs concluded in producing neighboring countries. Therefore, the study is limited to the upstream phase in which, together with the concession contract and the service contract, the PSAs is concluded.

KEYWORDS: PSA, OIL SECTOR, UPLIFT, UPSTREAM, ROR FACTOR

LISTA DE ABREVIATURAS

FMI	Fundo Monetário Internacional
PIB	Produto Interno Bruto
PSA	Production Sharing Agreements
ROR	Rate of Return
LAP	Lei das Atividades Petrolíferas
FOB	Free on Board
PWC	Price Water House Coopers
IMF	International Monetary Fund
XAF	Franco CFA, Moeda utilizada por países da África Central
EIA	Energy Information Advisor
TIR	Taxa Interna de Retorno
ONU	Organização das Nações Unidas
IRP	Imposto do Rendimento Petróleo
OPEP	Organização Produtores e Exportadores de Petróleo
FPSO	Floating, Production, Storage and Offloading
SNPC	Société Nationale des Pétroles du Congo
CABGOC	Cabinda Gulf Oil Company
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Económico e Social
R FACTOR	Factor R
MINPET	Ministério dos Petróleos

INTRODUÇÃO

O *Production Sharing Agreement*, PSA, foi pela primeira vez utilizado pela indústria petrolífera na década de 60 do século XX na Indonésia. Com a ascensão à independência dos países africanos e asiáticos e o recrudescimento dos sentimentos nacionalistas de contestação das antigas concessões, rapidamente se difundiu por mais de 25% dos países produtores de petróleo (Stickley, 2012).

Sob o regime do PSA, o estado é proprietário dos hidrocarbonetos e associa-se a companhias petrolíferas nacionais e estrangeiras, que contribuem com meios técnicos e financeiros para os explorar e desenvolver as reservas. Tradicionalmente, o estado é representado por um órgão do governo, agência ou pela sua companhia nacional de petróleo, como é o caso de Angola (Tordo, 2007).

Como contrapartida do risco incorrido na exploração e produção do recurso, à companhia petrolífera é concedida a dedução de determinados custos até ao limite estabelecido por lei ou contrato, bem como a ser remunerada com uma percentagem do petróleo produzido, petróleo lucro.

Assente no reconhecimento da soberania do estado sobre os recursos existentes no seu território, a propriedade exclusiva sobre os hidrocarbonetos pertence-lhe e não se transfere pelo ato de extração, assumindo em todo processo uma posição ativa, participando e acompanhando as operações através de um comité misto de operações onde tanto o estado como as companhias se encontram representadas (Bindemann, 1999).

A análise ao PSA exige a sua comparação com os dois outros modelos contratuais adotados pela indústria, que são o contrato de concessão ou *royalty/tax system* e o contrato de serviço com risco.

O modelo *royalty/tax system* ou de concessão é a mais antiga forma contratual na indústria petrolífera. Foi utilizada pela primeira vez nos Estados Unidos da América em 1800, vindo mais tarde a ser exportado para os países produtores de todo mundo pelas companhias petrolíferas multinacionais (Open Oil, 2012). Para o efeito, o estado atribui determinada área do seu território à companhia petrolífera multinacional, que adquire o

direito exclusivo de a explorar, tornando-se proprietária do óleo extraído no caso de descoberta comercial, recebendo o estado como recompensa *royalty* e impostos.

O modelo de concessão baseia-se na apropriação privada dos recursos minerais, ainda que a atividade de extração e produção seja regulada pelo estado (Leitão, 2013: 131).

Já no contrato de serviço com risco, a companhia petrolífera presta ao estado um serviço de exploração e produção de petróleo sob remuneração, que pode ser em espécie ou em dinheiro.

Para Leitão (2013), que cita Duong (2004: 1221-1222), a principal diferença entre o PSA e o modelo de concessão está no momento da transferência da propriedade sobre os hidrocarbonetos que, no caso da concessão, ocorre no momento da extração do jazigo e no PSA, no ato de pagamento ou da exportação.

Sob os dois modelos contratuais, a companhia petrolífera multinacional recebe em espécie e paga *royalties* e impostos ao estado.

Em relação ao contrato de serviços com risco, o autor considera não existir grande diferença em relação ao PSA, na medida em que, em ambos os contratos, a companhia petrolífera assume o risco de não receber qualquer remuneração no caso de não vir a fazer descoberta comercial, estando a diferença na forma de pagamento à companhia, que pode ser em espécie ou em dinheiro, no caso do contrato de serviço com risco, e apenas em espécie no PSA.

Aponta ainda como fator diferenciador no PSA o facto de a remuneração da companhia variar em função da parcela do lucro disponível para partilha como o estado, considerando o PSA uma derivação do contrato de serviços com risco.

Não obstante, “o PSA pode ser visto como um contrato com características puramente associativas, onde a companhia petrolífera não presta um serviço ao estado, mas a ele se associa com o objetivo comum de produzir e partilhar o hidrocarboneto produzido” (BNDS, 2009: 234). Esta posição fundamenta-se no facto de, no PSA: i) a companhia petrolífera deter a responsabilidade sobre as operações petrolíferas, sendo parte no *Joint*

Operating Agreement, JOA³, o que não seria plausível no regime de prestação de serviços; ii) as reservas constarem das demonstrações financeiras das empresas, o que não seria possível no caso do contrato de prestação de serviços⁴.

Para além de estabelecer os direitos e obrigações dos estados e das companhias petrolíferas na exploração e produção de petróleo, o PSA constitui um importante instrumento de atração de investimento das referidas companhias para exploração de reservas, por meio da implementação do quadro de incentivos previstos nas leis fiscais aplicáveis.

Este estudo pretende fazer a abordagem aos mecanismos adotados pelo PSA angolano que contribuem para atração do investimento das companhias petrolíferas, bem como compará-los com PSAs de países vizinhos, que tal como Angola possuem uma economia acentuadamente dependente da exploração petrolífera e têm produção em *offshore*.

A abordagem é feita em seis capítulos, sendo o primeiro dedicado à apresentação do tema, bem como das razões que estiveram na base da sua escolha. No segundo capítulo é feita a abordagem ao percurso da exploração e produção de petróleo em Angola, aos marcos regulatórios e tipos contratuais adotados no *upstream*.

No terceiro capítulo são analisados os aspetos relevantes do PSA angolano, a sua estrutura fiscal, com ênfase na análise nos custos recuperáveis, limites e à hierarquia da recuperação. O quarto capítulo refere-se aos mecanismos de incentivo ao investimento no *upstream*.

Dada a grande concorrência entre os países produtores no sentido da captação do investimento para a indústria petrolífera, fazemos a análise dos PSAs da República do Congo e da República do Gabão e dos incentivos por eles adotados.

³O JOA é o acordo celebrado entre os membros do grupo empreiteiro que visa disciplinar as relações entre as partes, definindo os direitos, obrigações e descrevendo os procedimentos a serem observados. O JOA prevê a criação de um comité de operações para os casos em que as decisões entre a companhia petrolífera nacional e as companhias petrolíferas são partilhadas.

⁴Regime Jurídico- Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo Natural, BNDES. Disponível em www.bndes.gov.br.

Sublinha-se que a nossa análise se circunscreve à exploração petrolífera, dado que em Angola a exploração e produção de gás obedece a um outro tipo contratual.

CAPÍTULO 1

1.1. RELEVÂNCIA DO TEMA

A relevância que o petróleo e o gás natural assumem na matriz energética mundial faz com que as companhias petrolíferas multinacionais concorram entre si, na busca de locais que ofereçam melhores condições de investimento, mediante a garantia de retorno justo e da redução do risco geológico, político e económico.

A concorrência estende-se aos estados que competem entre si por capital e tecnologia para explorar as suas reservas, dado que a grande maioria dos países detentores de reservas de hidrocarbonetos não possui os meios financeiros e técnicos, nem os recursos humanos suficientes para as explorar, o que os leva a estabelecer políticas de atração de investimento para a indústria adaptadas às suas realidades. Essas políticas passam pela criação de regimes fiscais estáveis, flexíveis, progressivos e neutrais, que refletem os riscos e potenciam a rentabilidade económica dos projetos e o retorno adequado para os estados e companhias petrolíferas (Johnston, 2003: 5).

Para além do risco que encerram, os projetos petrolíferos são de capital intensivo e concretizam-se em ciclos longos, fazendo com que o risco possa variar substancialmente num mesmo projeto, o que exige flexibilidade do regime fiscal de modo a evitar o custo de renegociações dos contratos. (Tordo, 2007)(Ver anexo 1).

Por impactar de forma direta na rentabilidade dos projetos, o regime fiscal assume uma importância determinante na decisão de investir, já que, mesmo num cenário de alta do preço do petróleo, de grandes reservas e de baixos custos de exploração, se o sistema fiscal prever impostos e encargos excessivos, canalizando demasiado rendimento para o estado, pode desencorajar o investimento (Kasriel&Wood, 2013).

No entanto, não existe um regime fiscal adequado a todos os projetos, que atenda a variações futuras como a alta e baixa do petróleo no mercado internacional (Johnston, 2003: 5).

Do ponto de vista dos estados, é importante que o sistema fiscal seja adaptável aos diferentes cenários macroeconómicos e condições específicas de cada projeto, tendo em vista o equilíbrio entre a necessidade de maximização de receitas e a atração do investimento para a indústria (Kasriel & Wood, 2013).

Os sistemas fiscais são tidos na sua maioria como complexos, devido ao número e à natureza dos mecanismos que instituem, mas também pela necessidade de se acomodarem a incerteza inerente à exploração de hidrocarbonetos, tamanho das reservas, taxas de produção e custos associados a cada fase dos projetos, bem como a variação do preço do petróleo.

Contudo, as características de cada campo de petróleo, nomeadamente a sua localização, profundidade, quantidade e qualidade do recurso, são variáveis que estão fora do controlo, tanto dos estados como dos investidores, cabendo às partes negociar os termos fiscais que melhor se ajustem aos projetos em concreto (Kasriel & Wood, 2013).

Nestes termos, questões como a propriedade dos recursos e a forma como a exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos é conduzida são normalmente definidas pelas constituições dos países, que atribuem ao parlamento competências para, sob a forma de lei, estabelecer os princípios orientadores das referidas atividades, deixando para os regulamentos as matérias que não afetam os princípios da lei ou que necessitam de ajustamentos periódicos, como as de natureza técnica e procedimentos de natureza administrativa. Ainda assim, existem países que não têm uma lei específica para a exploração e produção de hidrocarbonetos, estabelecendo-se portanto as relações entre o estado e o grupo investidor nos contratos celebrados (Tordo, 2007).

No setor petrolífero, o regime fiscal consta de dois sistemas contratuais, o *Royalty/Tax System* ou sistema de concessão e o sistema contratual, que se diferenciam na propriedade do recurso mineral (Ver anexo 1).

No sistema de concessão, a companhia petrolífera adquire a propriedade do óleo produzido na cabeça do poço, mediante o pagamento de *royalties* e impostos, ao passo

que no sistema contratual, no qual se inserem o PSA e o contrato de serviços, o estado mantém a propriedade do recurso até ao ponto de entrega para exportação (Tordo, 2007).

Não obstante, existem PSAs que estabelecem o mesmo tipo de previsões que as concessões, tais como *royalties*, impostos sobre o rendimento, bónus e outros encargos, diferenciando-se apenas na questão da propriedade do recurso e na terminologia usada; a título de exemplo, mencionamos a expressão “*contractor*” ou “associada”, termo utilizado apenas nos PSAs ou nos contratos de serviço, ao passo que a expressão “*concessionaire*” ou “concessionária” é usada nos contratos de concessão (Johnston, 2003: 11).

Fazem parte do sistema contratual o PSA, *Production Sharing Agreement*, e o contrato de serviços, que se distinguem pelo facto de, no contrato de serviços, a companhia petrolífera prestar ao estado o serviço de exploração e produção de petróleo e ser remunerada em dinheiro ou em espécie correspondente a uma percentagem do lucro. No PSA, como adiante desenvolveremos, a companhia petrolífera é remunerada com uma percentagem da produção (Johnston, 2003: 12).

Angola é um país produtor com exploração em *onshore* e *offshore* em águas rasas, profundas e ultraprofundas. Adota desde 1975, como modelo de contratação preferencial no *upstream* o PSA que, atendendo à importância estratégica do recurso para a economia e soberania do país, desenvolve um regime fiscal que prevê mecanismos de atração de investimento adaptados às condicionantes de cada projeto.

O petróleo é um recurso não renovável do qual dependem os anseios de crescimento económico e social dos angolanos, sendo o regime fiscal negociado nos PSAs determinante para o processo de crescimento, por permitir a arrecadação de receitas necessárias ao investimento público e à alavancagem de outros setores da economia.

Para além disso, regista-se desde o segundo semestre de 2014 uma baixa acentuada do preço do petróleo no mercado internacional, situação que tem afetado particularmente os investimentos no *offshore*, dado o aumento dos custos de exploração e produção subjacentes, o que implica a revisão do regime fiscal ou a renegociação das cláusulas dos PSAs de forma a acomodar essas variações.

Neste sentido, julgamos pertinente a análise dos mecanismos de incentivos que concorrem para a atratividade do investimento no *upstream* angolano, bem como o estudo comparado com os incentivos adotados em PSAs de países vizinhos com exploração petrolífera em *offshore*, nomeadamente a República do Congo e a República do Gabão.

CAPÍTULO 2

2.1. A EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA EM ANGOLA

As primeiras descobertas de petróleo em Angola datam de 1910 com a concessão de uma área de 114.000 km² à companhia Canha & Formigal no *offshore* da bacia do Kwanza, de que veio a resultar a perfuração do primeiro poço em 1915 (Sonangol: 2014).

Em 1955 foi feita a primeira descoberta comercial no vale do Kwanza pela Petrofina que, em parceria com a administração colonial, criou a Fina Petróleos de Angola - Petrangol e construiu a refinaria de Luanda para processamento do crude (Sonangol: 2014).

Na sequência das atividades de prospeção, foi feito em 1962 o primeiro levantamento sísmico no *offshore* de Cabinda pela CABGOC - *Cabinda Gulf Oil Company*, dele resultando descobertas que, seguindo o modelo então utilizado pela indústria (Feijó, 2013), viriam a ser objeto de concessão de exploração e produção entre a CABGOC, atualmente subsidiária da Chevron, e as autoridades coloniais portuguesas, aprovada pelo Decreto 41357 de 11 de novembro de 1957 (Sonangol, 2014).

Com base na concessão, a CABGOC adquiriu o direito de desenvolver a área e de produzir pelo período de 40 anos, contados a partir da descoberta comercial, prorrogáveis por 20 anos (Sonangol, 2014).

À CABGOC exigia-se o pagamento anual de uma renda calculada por quilómetro quadrado da área de exploração e o imposto de rendimento sobre os petróleos nas províncias ultramarinas, criado pelo Decreto 41357 de 11 de novembro de 1957. O referido imposto incidia sobre os proveitos ou lucros das atividades de exploração, venda, exportação de petróleo bruto e outros produtos provenientes das operações petrolíferas, deduzidas as despesas de pesquisa e exploração, a taxa de 50%, beneficiando os custos de concessão e desenvolvimento de amortização à taxa de 15% (Sanches & Gama, 2010: 404).

Com a proclamação da independência em 1975 e a aprovação da primeira Constituição, Angola, seguindo o “movimento na época generalizado que encontrou sede material na Carta dos Direitos e Deveres Económicos dos Estados, aprovada pela Assembleia Geral da ONU em 1974, que pela primeira vez na História do Direito Internacional acolheu o princípio da soberania dos estados sobre os seus recursos naturais” (Feijó, 2013), consagrou-se o princípio da propriedade estatal dos recursos minerais, operando-se em seguida uma série de nacionalizações.

Tal situação levou à redução da produção diária de 172 mil barris de petróleo/dia, que fazia do petróleo a principal matéria de exportação em 1973, para 100 mil barris de petróleo/dia e à quase paralisação da indústria (Sonangol, 2014).

Em 1976, pelo Decreto n.º 79/76 de 25 de agosto, foi constituída a Sociedade Nacional de Combustíveis (Sonangol, UEE⁵), que resultou da nacionalização da Angol, subsidiária da companhia portuguesa Sacor (Minpet, 2014). Como concessionária nacional, a Sonangol é a entidade responsável pela gestão e estruturação da participação do estado no setor (BNDES, 2009).

O quadro legal das atividades petrolíferas no período pós independência foi inicialmente instituído pela Lei Geral das Atividades Petrolíferas, Lei 13/78 de 26 de agosto que, no cumprimento dos cânones constitucionais, reafirmou o princípio da propriedade estatal dos hidrocarbonetos e instituiu o sistema misto de regulação da exploração e produção de petróleo, passando estas a ter de se conformar à lei e aos contratos individualmente considerados (Feijó, 2013: 76)⁶.

Como corolário do princípio da propriedade estatal dos jazigos de hidrocarbonetos líquidos e gasosos existentes no subsolo e até ao limite da plataforma continental, a Lei Geral das Atividades Petrolíferas estabeleceu o princípio do monopólio ou da titularidade exclusiva de direitos mineiros pela concessionária nacional, nos termos do artigo 2.º; o princípio da intransmissibilidade de direitos mineiros, artigo 4.º; o princípio da obrigatoriedade associativa das empresas petrolíferas estrangeiras à concessionária

⁵Sonangol, Unidade Económica Estatal.

⁶ Refere-se que cada contrato tem o seu próprio regime e diferem substancialmente entre si.

nacional, artigo 16.º; e o princípio da participação maioritária da concessionária nacional nos contratos celebrados, artigo 20.º.

Para o efeito, o governo atribui à concessionária nacional, por decreto de concessão e com caráter de exclusividade, os direitos mineiros, que na prática se traduzem no direito de pesquisar e produzir petróleo, direitos exercidos com ou sem associação a companhias petrolíferas estrangeiras, onde se exige a participação maioritária da concessionária nacional nos contratos.

Este cenário levou à extinção e à revisão das concessões vigentes, pondo termo ao sistema de concessão livre (Feijó, 2013: 77); número 2, artigo 2.º⁷. Já a definição das áreas de concessão passou a ser feita pelo ministro dos petróleos, mediante autorização do conselho de ministros, nos termos do artigo 3.º.

A associação formaliza-se através de sociedade comercial, associação em participação e por contrato de partilha de produção, ou seja PSA, sob áreas *onshore* e *offshore*. No entanto, o PSA passou a ser utilizado como modelo contratual preferencial.

Com a guerra civil ocorrida de 1975 a 2002, a exploração petrolífera ficou circunscrita ao *offshore* da costa Atlântica, onde foram licenciadas áreas significativas, numa primeira fase em águas rasas ao sul de Cabinda na década de 80, e na década seguinte a 100 quilómetros da costa, em águas mais profundas.

Apesar da Lei Geral das Atividades Petrolíferas pretender estabelecer o regime geral das atividades, a maior parte da regulação da relação entre as companhias petrolíferas e a concessionária nacional continuava a constar dos contratos a que a própria lei remetia. Questões como as relacionadas com o cumprimento das leis e regulamentos fiscais, cambiais e aduaneiros eram negociadas para cada área e constavam de anexos aos PSAs, dando origem a uma variedade de regimes em função das áreas de concessão.

Em 1996, a *Elf*, em parceria com a *Exxon Mobil*, *BP - Amoco/Statoil*, *NorskHydro* e *Fina*, fizeram a descoberta mais importante até então, o campo Girassol, no Bloco 17. Situado no *offshore* em águas profundas e com reservas de um bilião de barris

⁷ O Bloco 0 é atualmente a única área em que vigora o modelo de concessão; todos os outros acordos se baseiam em *joint ventures* ou no modelo de partilha de produção.

recuperáveis e uma produção de quinhentos mil barris/dia, o campo Girassol atraiu para a indústria angolana o interesse de inúmeras companhias petrolíferas, o que fez com que Angola passasse de produtor médio a um dos principais pontos de busca de reservas (IPB, 2014: 49).

A intensa atividade exploratória que se gerou na altura levou a que nos anos seguintes fossem descobertos mais oito grandes campos em águas profundas com reservas entre os 250 milhões e os 1,5 biliões de barris, passando a produção petrolífera a representar 80% das receitas do Estado (Sonangol, 2014).

Face à exigência tecnológica, a prospetividade das áreas em produção foi pela primeira vez utilizada no *offshore* angolano, a plataforma de armazenamento, escoamento de petróleo, FPSO no projeto Kuito, bloco 14 e em 2003 o maior FPSO do mundo no projeto Quizomba, bloco 15 e projetos dos blocos.

A maioria das áreas em exploração estão no *offshore* e os contratos são celebrados sob a forma de PSA. Às companhias exige-se o Imposto sobre o Rendimento do Petróleo à taxa de 50%.

Em 1991, o modelo de contrato para exploração em águas profundas passou a atender a questões relativas à dupla tributação internacional. Para além disso, fixou-se o limite da recuperação de custos em 50% do valor da produção, mas a partilha do *profit* foi variando ao longo do tempo.

Enquanto em 1979, num PSA celebrado com a Texaco, a partilha era feita numa base de 70 e 95%, nos contratos subsequentes verifica-se uma redução de 55 a 40%. Na década de 1990, a partilha do *profit* nos contratos passou a considerar a rentabilidade dos projetos com base na taxa interna de rentabilidade progressiva por oposição ao sistema inicialmente praticado que aplicava a taxa sobre o volume da produção (Bindemann, 1999:80) (Ver anexo 5).

Tanto a taxa de retorno como a divisão do *profit* entre a Sonangol e o grupo empreiteiro são objeto de negociação entre o investidor e a concessionária nacional.

O período de exploração, que inicialmente consistia numa fase inicial de três anos com opção de prorrogação por mais dois, foi alterado em 1991 para quatro anos, prorrogáveis por mais dois.

O período de desenvolvimento passou de 20 para 25 anos, com possibilidade de prorrogação mediante negociação.

O modelo de PSA especifica o trabalho a ser realizado. Contudo, a sua extensão pode ser negociada entre as partes. As companhias petrolíferas estão obrigadas ao pagamento do bônus de assinatura e a cumprir, mediante solicitação da Sonangol, as suas obrigações para com o mercado.

Para fazer face ao crescimento e às novas exigências da indústria foi revogada a Lei Geral das Atividades Petrolíferas e aprovada a Lei 10/04 de 12 de novembro, Lei das Atividades Petrolíferas (LAP), cujo principal propósito foi a adaptação da lei aos conceitos e práticas da indústria adotados nos PSAs celebrados⁸.

No essencial, a Lei das Atividades Petrolíferas reiterou os princípios da Lei 13/78, estendendo a possibilidade das companhias petrolíferas nacionais se associarem à Sonangol.

A LAP veio também regular questões ligadas à proteção do interesse nacional, à promoção e ao desenvolvimento do mercado de trabalho, à proteção do meio ambiente, à racionalização e à valoração dos recursos mineiros.

A par da LAP, foi aprovada a Lei sobre o Regime Aduaneiro Aplicável ao Setor Petrolífero, Lei 10/04 de 12 de novembro, e a Lei sobre a Tributação das Atividades Petrolíferas, Lei 13/04 de 24 de novembro, cuja análise remetemos para o próximo capítulo.

Angola tornou-se membro efetivo da OPEP em Janeiro de 2008, altura em que lhe foi atribuída uma quota de produção de 1,9 milhões de barris de petróleo. Existe uma diversidade no tipo de petróleo produzido em Angola, havendo uma tendência para a utilização de FPSOs, navios plataforma que carregam diretamente para exportação.

⁸Preâmbulo da Lei 10/04 de 12 de novembro.

O petróleo angolano é tipicamente leve, com densidade em torno de 30 graus API e baixo teor de enxofre, abaixo de 1 grau (BNDES, 2009).

O grande sucesso exploratório em *offshore* faz de Angola o segundo maior produtor de petróleo da África, logo a seguir à Nigéria, e a quarta maior reserva de África, com reservas comprovadas de 9,1 bilhões de barris⁹. A exploração é feita majoritariamente em águas profundas, nas bacias do Congo e do Kwanza.

Após a guerra, os investimentos têm-se direcionado para a reativação da exploração e produção em *onshore* e na bacia do Kwanza em águas ultra, ultra profundas, pré-sal¹⁰, devido às semelhanças geológicas com a costa leste do Brasil, que contém na camada do pré-sal enormes quantidades de reservas de hidrocarbonetos.

Angola opera nos três segmentos da indústria petrolífera, nomeadamente *upstream*, *midstream* e *downstream*, sendo o modelo contratual a adotar definido pelas transações a eles subjacentes, pela intensidade de capital, pelo risco e pelos meios tecnológicos que exigem.

Cada um dos segmentos de negócio acima referidos corresponde a uma fase do processo produtivo de energia a partir do petróleo e é objeto de tratamento contratual distinto, estando as fases de pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo bruto inseridas no *upstream*; a fase de transporte e conversão do petróleo bruto em produto energético utilizável e refinação incluem o *midstream*; por fim, a venda e distribuição ao consumidor do produto energético acabado fazem parte do *downstream*.

2.2. CICLO DE VIDA DOS PROJETOS PETROLÍFEROS

Os projetos petrolíferos iniciam-se com a fase do licenciamento. Nesta fase, os governos atribuem à companhia ou grupo de companhias petrolíferas uma licença para explorar e

⁹ De acordo com a EIA, U.S. Energy Information Administration, Angola Analysis- 2014, que cita *Oil and Gas Journal* de janeiro de 2014.

¹⁰ Nome atribuído às reservas de hidrocarbonetos encontrados em rochas calcárias que se localizam abaixo de camadas de sal, ou seja, entre cinco a seis mil metros de profundidade abaixo do nível do mar.

desenvolver um campo ou bloco, sem no entanto haver transferência da propriedade dos recursos minerais (Ver anexo 1).

Adquiridos os direitos, inicia-se a fase de exploração, onde é feito o levantamento sísmico e a perfuração de poços de teste, sendo os dados recolhidos, processados e interpretados. Caso resulte da análise e interpretação dos dados recolhidos, indícios da existência de petróleo, o processo exploratório é levado avante, dando início a perfuração de poços.

Descobertos hidrocarbonetos, passa-se à fase de avaliação, onde novos poços de delimitação são perfurados para aferir a quantidade de petróleo recuperável e os mecanismos de produção. A par disso, são feitos estudos de viabilidade e planeamento, bem como elaborado o plano preliminar de desenvolvimento.

No caso do resultado da avaliação dos poços ser favorável e de os investidores tomarem a decisão de prosseguir com as atividades, inicia-se a fase de desenvolvimento, onde se processam os testes geotécnicos e ambientais. Aprovado o plano de desenvolvimento, as companhias são convidadas a apresentar propostas para concurso, ao que se segue o estudo de avaliação de impacto ambiental pelo Ministério do Ambiente e construídas as instalações de apoio às atividades.

Reunidas as condições acima mencionadas, inicia-se a fase da produção, sendo que a vida útil do campo encerra com a fase de abandono, o que ocorre quando o custo de produção da instalação é igual à receita da produção

Os projetos petrolíferos caracterizam-se por ciclos longos, cujo risco varia em função da fase em que se encontram. Na fase de exploração, o risco geológico é maior e diminui com o início da produção, no entanto, com a diminuição do risco geológico, regista-se o aumento dos riscos políticos e financeiros pelo fortalecimento do poder de negociação dos estados face às certezas quanto ao potencial do recurso.

Nos termos da LAP, o licenciamento é feito mediante atribuição de licença de prospeção, documento que atribui à companhia o direito de exercer a atividade de prospeção, exploração e produção numa determinada área ou bloco. A licença de prospeção não concede nenhum direito de preferência à licenciada em relação às companhias que venham a fazer parte do contrato da área para qual foi emitida licença.

É emitida a requerimento da companhia petrolífera ao ministro dos petróleos, concedida após a aferição da sua capacidade técnica e financeira e tem a duração de três anos prorrogáveis a requerimento da concessionária nacional¹¹.

Qualquer companhia petrolífera nacional ou estrangeira com capacidade técnica e financeira, pode requer a referida licença

As fases que se seguem constam do decreto de concessão, aprovado pelo executivo e que apenas pode abranger a fase de produção¹². A LAP divide o ciclo de produção em dois períodos, que se repartem por fases:

- i) Período de pesquisa que corresponde à fase de pesquisa e avaliação e;
- ii) Período de produção, que compreende a fase de desenvolvimento e de produção.

Nestes termos, a concessionária nacional pode exercer as operações associando-se ou não a terceiros. No caso de pretender associar-se a outras companhias, deve solicitar autorização ao MINPET para a abertura de concurso público. Com o concurso pretende-se seleccionar as associadas da concessionária nacional, com base nos requisitos previamente estabelecidos como o valor do bónus de assinatura, programa de trabalhos, termos da partilha da produção e prazos para os períodos de exploração e produção¹³.

2.3. TIPOS CONTRATUAIS NO *UPSTREAM* ANGOLANO

Uma vez escolhidas as companhias, as relações com a concessionária formalizam-se mediante sociedade comercial, contrato de consórcio, contrato partilha de produção e contrato de serviços com risco, sendo os termos dos acordos fixados no decreto de

¹¹ Artigos 8.º e 33.º da LAP e 8.º, 9.º e 10.º do Regulamento das Operações Petrolíferas, Decreto 1/09 de 27 de janeiro.

¹² Artigo 10.º e 48.º da LAP e Artigos 6.º e 7.º do Regulamento das Operações Petrolíferas, Decreto 1/09 de 27 de janeiro.

¹³ Decreto 48/06 de 1 de setembro, Regime dos concursos públicos no setor petrolífero e Decreto Presidencial nº 297/10 de 2 de dezembro, para os concursos públicos limitados no pré-sal.

concessão¹⁴.No entanto, desde a aprovação da LAP, só se celebraram PSAs para a exploração petrolífera e o contrato de serviços com risco para o LNG.

¹⁴ Números 2 e 3 do artigo 4.º da LAP.

CAPÍTULO 3

3.1. ESTRUTURA DO PSA ANGOLANO

Com a conquista da independência em 1975 e a reafirmação da soberania do estado angolano sobre os recursos situados no seu território, foram revistas as concessões existentes e adotado o *Production Sharing Agreement* (PSA), como forma contratual preferencial para *upstream*.

Trata-se de um contrato celebrado entre a companhia petrolífera nacional, concessionária nacional, e uma ou várias companhias petrolíferas, grupo empreiteiro escolhido por concurso público ou ajuste direto, concedendo-se às últimas, o direito de explorar e produzir petróleo numa determinada área do território angolano¹⁵.

Angola possui um modelo de PSA que serve de parâmetro as negociações e cuja estrutura obedece ao ciclo de vida dos projetos petrolíferos.

Como qualquer contrato, o PSA começa por identificar as partes, definir os termos da sua aplicação, o objeto, a natureza das relações e a duração do contrato. Quanto à natureza das relações, o contrato refere não criar ou constituir entidade com personalidade jurídica, sociedade comercial ou civil, associação ou conta em participação.

No que respeita à duração do contrato, o PSA remete para os prazos previstos na LAP e regulamento das operações petrolíferas, referindo que o contrato vigora até ao último período de produção ou, no caso de não existir período de produção na área do contrato, até ao fim do período de pesquisa, exceto nas situações em que existam razões legais e contratuais para resolução ou extinção da concessão.

¹⁵Lei 48/06 de 1 de setembro.

Entre as razões legais para resolução e extinção da concessão estão o acordo entre o estado e a concessionária nacional, a rescisão, a renúncia da concessionária nacional e a caducidade do contrato¹⁶.

Nos termos do PSA, a resolução do contrato ocorre pela interrupção injustificada da produção, face às práticas da indústria, por período superior a 90 dias, pelo incumprimento repetido e injustificado da lei, pela prestação de falsas informações ao executivo e à Sonangol e pela divulgação de informação confidencial sobre as operações petrolíferas.

O PSA descreve os prazos da fase de pesquisa aprovados no contrato de concessão, bem como os termos da sua prorrogação e determina a caducidade do contrato se, ao fim da fase inicial e subsequente de pesquisa, não ocorrer a descoberta comercial.

Finda a fase de pesquisa, o grupo empreiteiro deve dar por terminada as suas atividades em todas as áreas do contrato que não estejam incluídas na área de desenvolvimento, libertando-as. Para o caso de não terem sido perfurados o número de poços acordado no plano de pesquisa, o PSA prevê a rescisão do contrato, nos termos da LAP¹⁷.

Declarada a descoberta comercial, por acordo entre a concessionária nacional e o grupo empreiteiro, é feita a demarcação dos poços e jazigos de avaliação que passam para a fase de desenvolvimento.

O contrato prevê a perda automática da área pelo grupo empreiteiro e a extinção dos respetivos direitos e obrigações, senão tiver sido feito o primeiro levantamento de petróleo bruto nos termos do programa de levantamento, nos três anos contados a partir da descoberta comercial da área correspondente.

O período de produção pode ser prorrogado, por requerimento do grupo empreiteiro à concessionária nacional, nos doze meses anteriores ao termo do período de produção e, caso não haja oposição, o referido é submetido à aprovação do ministro dos petróleos.

¹⁶ Artigo 51 e seguintes da LAP.

¹⁷ Alínea a) do artigo 53.º da LAP.

A condução das operações petrolíferas é feita pelo operador, entidade escolhida entre os membros do grupo empreiteiro. O PSA descreve as suas competências e os procedimentos a observar.

A fase que se segue, corresponde à definição da componente fiscal do contrato, nomeadamente às regras relativas aos custos e despesas incorridos nas operações, bem como às perdas e riscos, ao limite à recuperação de custos com despesas de pesquisa, ao desenvolvimento, produção e administração, aos termos da partilha do petróleo lucro e ao levantamento e disposição do petróleo bruto.

Entre as obrigações do grupo empreiteiro nas operações petrolíferas estão a condução dos trabalhos de forma eficiente e diligente, a execução dos planos de trabalho e a orçamentação nas melhores condições económicas e técnicas, de acordo com as regras profissionais e os padrões internacionais geralmente aceites pela indústria petrolífera.

Incluem-se entre as obrigações para com o mercado nacional a contratação de prestadores de serviços locais, na medida em que a qualidade e a disponibilidade dos serviços sejam semelhantes aos disponíveis no mercado internacional e os preços, quando sujeitos aos mesmos encargos, não sejam superiores a 10% do preço dos artigos importados, bem como a sujeição a concurso público, no cumprimento dos planos de trabalho, de qualquer trabalho a ser realizado e que esteja orçamentado num valor superior a 250 mil dólares americanos.

O valor das despesas mínimas a serem realizadas nos períodos de exploração e produção são especificados nos planos e orçamentos constantes do PSA.

São asseguradas por garantias financeiras, prestadas pelo grupo empreiteiro, obrigações mínimas da fase de pesquisa, indicando o contrato o prazo até ao qual a obrigação deve ser cumprida. O valor da garantia resulta do produto do número de poços de pesquisa obrigatórios negociados no PSA por 10 milhões de dólares americanos, valor ao qual se acresce o valor correspondente ao programa sísmico obrigatório na fase de pesquisa.

Ao operador compete manter os registos precisos e atualizados da atividade e operações do grupo empreiteiro na área do contrato, bem como conservar todas as informações de natureza técnica, económica e contabilística por forma a permitir a rápida e completa

comprovação de custos e despesas. Esses dados e informações devem ser apresentados às autoridades angolanas, quando solicitados.

À Sonangol atribui-se o direito de exigir que o grupo empreiteiro lhe adquira qualquer porção ou quota-parte do petróleo lucro que lhe caiba nos termos da partilha ao preço do mercado em vigor à data do levantamento do petróleo bruto.

São estabelecidas regras de abandono, prevendo-se a obrigatoriedade de entrega pelo grupo empreiteiro, nos sessenta dias que antecedem o termo do contrato, de todas as infraestruturas, equipamentos e poços que se encontrem na área em que a caducidade, resolução ou renúncia ocorra.

A concessionária nacional é proprietária de toda a informação de natureza técnica obtida no decorrer das operações; no entanto, é permitido o acesso pelos membros do grupo empreiteiro sem qualquer encargo e enquanto decorrerem as atividades.

O PSA contém, ainda, disposições sobre a dupla tributação, a cláusula de estabilidade e remete qualquer litígio, divergência ou reclamação à apreciação de tribunal arbitral, de acordo com as regras da UNCITRAL de 1976, e indica a lei angolana como lei competente para reger o contrato.

3.2. ESTRUTURA FISCAL DO PSA ANGOLANO

Angola adota um regime fiscal específico para as atividades petrolíferas. No entanto, o lucro resultante das atividades de natureza industrial e comercial obedecem ao regime de tributação geral e são tributadas em sede do imposto industrial.

As razões que o justificam a existência de regime de tributação específico para as prendem-se, com elevado risco do investimento nesta área, com a variação desse risco no decorrer da execução dos projetos, com o longo ciclo de vida dos mesmos, com os avultados recursos financeiros que movimentam, os lucros que geram e dos efeitos sociais e ambientais que provocam.

De todas estas condicionantes nasce a exigência de um sistema fiscal com a flexibilidade e a estabilidade aptas a mitigar os riscos, a minimizar o custo das

negociações e revisão dos contratos e a preencher eventuais lacunas do sistema (Tordo, 2007).

Em Angola, o regime fiscal para a indústria petrolífera consta da Lei 13/04 de 24 de Novembro, Lei Sobre a Tributação das Atividades Petrolíferas, do decreto presidencial que aprova a concessão e dos PSAs.

O regime aplica-se a nacionais e estrangeiros sob jurisdição fiscal angolana que exerçam atividades de exploração, desenvolvimento, produção, armazenagem, venda, exportação, refinação e transporte de petróleo e gás natural, assim como de nafta, ozorite, enxofre, hélio, dióxido de carbono e substâncias salinas provenientes das operações petrolíferas.

Sob o PSA, o petróleo lucro ou petróleo a partilhar entre a sonangol e a companhia, resulta da diferença entre o total do óleo produzido numa determinada área e o petróleo custo ou percentagem do petróleo alocada a recuperação dos custos de exploração, desenvolvimento, produção, administração e serviços.

Após a recuperação dos custos, o petróleo lucro é partilhado com base na partilha da produção acumulada ou numa negociada taxa interna de rentabilidade.

Os encargos tributários para cada concessão são calculados de forma independente, sendo a matéria coletável é determinada para cada área do PSA, exceto as despesas de pesquisa, que em determinadas situações podem ser recuperadas de qualquer saldo do total das despesas de pesquisa não recuperado em outras áreas.¹⁸

As receitas comuns e custos associados a diferentes áreas de desenvolvimento e concessões são proporcionalmente distribuídos com base na produção anual. Para o cálculo do rendimento tributável o petróleo é avaliado ao preço do mercado calculado na base dos preços reais FOB obtidos nas vendas de boa-fé a terceiros.

O PSA prevê o pagamento de bónus de assinatura pela companhia petrolífera à concessionária nacional, que não são recuperáveis, nem amortizáveis.

¹⁸ Artigo 23º, número 2, alínea b)

Tendo em vista o financiamento em estruturas sociais que visam a melhoria do nível de vida das populações, o PSA prevê contribuições feitas pelas companhias petrolíferas para esses projetos, cujos valores são negociados e também não são recuperáveis ou amortizáveis.

IMPOSTO SOBRE O RENDIMENTO DO PETRÓLEO

O imposto sobre o rendimento do petróleo (IRP) incide o lucro apurado no final de cada exercício, com base na contabilidade e corrigido nos termos da lei.¹⁹ O lucro tal como referido, provém do exercício das atividades de exploração, desenvolvimento, produção, armazenamento, venda, exportação, refinação, transporte de petróleo e outras atividades de entidades que exerçam a título principal as atividades acima mencionadas, resultantes das ações ainda que ocasionais ou meramente acessórias desde que tais atividades não revistam a forma de indústria ou comércio.

Estão isentas do IRP, as receitas auferidas pela concessionária nacional, prémios, bónus, o excesso que resulta da diferença entre o preço do mercado e o preço fixado pelo ministro dos petróleos.

O rendimento tributável é fixado por uma comissão de fixação²⁰, com base na declaração de rendimentos apresentada pelo contribuinte. O cálculo é feito de acordo com o lucro apurado no final de cada exercício, em obediência aos princípios contabilísticos e corrigido nos termos da Lei 13/04.²¹

Para o efeito é afere-se o petróleo lucro ou *profit oil* resultante da dedução à totalidade do petróleo produzido, do petróleo para a recuperação de custos, *cost oil* e dos recebimentos da sonangol, nos termos do contrato. O petróleo custo é limitado pela

¹⁹ Artigos 18º e 19º da LAP

²⁰ Artigo 28º, número 1.

²¹ Artigos 19º, 20º, 21º e número 2 do artigo 23º

percentagem máxima do total de óleo produzido na área de desenvolvimento, geralmente fixada em 50%, podendo chegar a 65%, quando as despesas de desenvolvimento não forem recuperadas nos 5 anos contados do início da produção ou do ano em que o custo ocorreu, no caso de acontecer mais tarde.

Os proveitos ou ganhos e os custos ou perdas comuns a diferentes áreas de desenvolvimento são repartidos pelas referidas áreas de desenvolvimento com base na produção anual da área de desenvolvimento.

São proveitos ou ganhos do exercício, os provenientes de quaisquer transações ou operações realizadas em consequência de uma ação normal ou ocasional, básica ou meramente acessória.

Constituem custos ou perdas imputáveis ao exercício os que, dentro dos limites considerados como razoáveis pelo ministério das finanças de acordo com a prática comum da indústria petrolífera internacional e legislação angolana, tornam-se indispensáveis para a obtenção dos proveitos ou ganhos sujeitos a imposto e para manutenção da fonte produtora.

O exercício refere-se ao ano fiscal e coincide com o ano civil, sendo obrigatório o encerramento das contas até 31 de Dezembro de cada ano.

A taxa de IRP é de 50%.

A Sonangol entrega aos cofres do estado as receitas provenientes dos recebimentos da concessionária nacional e a retém 10% desse montante para as despesas de supervisão e controlo das suas associadas e operações petrolíferas²².

OUTROS ENCARGOS

São ainda exigidos outros encargos, como o bónus de assinatura, pagamento único em dinheiro realizado no momento da adjudicação da assinatura do contrato²³.

²² Artigos 54º e 56º da Lei 13/04

²³ Nos termos do Decreto 48/06, de 1 de Setembro, a atribuição da concessão é feita por concurso público ou ajuste direto.

A taxa de superfície de 300 dólares por km² é exigida ao grupo empreiteiro pela utilização da área de exploração e produção de petróleo. São também exigidos, nos termos da Lei e do PSA, as contribuições para projetos de caráter social e para formação da força de trabalho angolana no setor petrolífero.

3.3. CUSTOS RECUPERÁVEIS

Perante a decisão de investir na indústria petrolífera são ponderados fatores como o tamanho das reservas recuperáveis, os custos de exploração na região, a previsão do tempo que decorre entre o início da exploração e o início da produção, o risco político e a previsão do preço do petróleo, fatores analisados em função dos cenários oferecidos pela variedade dos sistemas fiscais (Tordo, 2007).

Ao estado detentor dos recursos minerais compete promover e implementar um sistema fiscal que lhe permita um retorno justo e que permita às companhias investidoras evitar a especulação indevida, prevenir custos administrativos desnecessários, ser flexível e acautelar de modo eficiente as variações, tanto a nível da produção como do preço dos hidrocarbonetos, criando em seus territórios um ambiente saudável de concorrência e eficiência do mercado (Tordo, 2007).

A relevância do limite aos custos recuperáveis reside na necessidade do estado garantir receitas das atividades petrolíferas num determinado ano, bem como promover o investimento em projetos petrolíferos, apresentando-se como fator de atração de investimento de importância destacável ao permitir a recuperação do investimento num curto período de tempo (Kasriel & Wood, 2013).

Ao abrigo do PSA, apenas os custos elegíveis são recuperáveis, sendo estes os correspondentes às despesas de pesquisa, desenvolvimento, produção, administração e serviços.

Estas despesas recuperáveis concedem ao grupo empreiteiro o direito ao reembolso em óleo (*cost oil* ou petróleo custo) quando se referem ao petróleo. A porção do rendimento

líquido disponível para reembolso da companhia, no que respeita aos contratos de gás, denomina-se *cost gas* e *cost petroleum* no caso do gás associado. Face ao objeto deste trabalho, apenas analisamos o *cost oil* ou petróleo custo.

Tal como na maioria dos países que adotam este tipo de contrato, o PSA angolano prevê o montante máximo de óleo disponível para reembolsar a companhia dos custos reconhecidos por cada período contabilístico.

3.4. LIMITES À RECUPERAÇÃO DE CUSTOS

O limite máximo à recuperação de custos correspondente ao total de petróleo bruto produzido e arrecadado por cada área de desenvolvimento e não utilizado nas operações petrolíferas e podendo chegar aos 55% para os blocos em águas ultraprofundas e aos 50% para os blocos em profundas.

As despesas não recuperadas num determinado período contabilístico são transportadas para os anos seguintes, até à completa recuperação, desde que não se ultrapasse o prazo de validade do contrato.

Os custos de exploração ou pesquisa são reconhecidos até ao montante do óleo custo não utilizado nas despesas de desenvolvimento, produção e de administração e serviços.

Quando, num determinado ano, os custos recuperáveis são inferiores ao valor máximo do petróleo para a recuperação, a diferença é acrescida ao petróleo lucro da respetiva área de concessão.

Uma vez apurado o petróleo custo, o remanescente é partilhado entre o estado e a companhia petrolífera ou grupo de companhias petrolíferas, nos termos do PSA (Ver anexo 3).

Ao abrigo do PSA, o grupo empreiteiro remunera-se pela receita correspondente ao *cost oil* ou petróleo custo, bem como pela parcela *profit* ou petróleo lucro que lhe cabe.

O PSA angolano não prevê royalty mas o limite à recuperação de custos constitui uma alternativa ao royalty, dado assegurar receitas ao estado no início da produção. Quando o limite a recuperação é estabelecido em 50%, como é o caso do PSA, angolano, e os

custos atingem esse limite, o impacto económico do limite é similar ao royalty recebidos pelos governos que o exigem. (Sunley,2002:7)

3.5. HIERARQUIA DA RECUPERAÇÃO

O PSA menciona em detalhe as despesas, inserindo-as em categorias, de acordo com a fase em que ocorrem. Deste modo, inserem-se nas despesas de pesquisa: o estudo dos solos e de implantação de aparelhos de perfuração; o planeamento da aquisição sísmica; as interpretações geofísicas, os estudos geológicos e geoquímicos, o estudo dos fluidos das rochas, as análises termodinâmicas, a interpretação das diagrfias, os estudos e análises de reservatórios, as auditorias técnicas das condições de saúde, segurança e meio ambiente, as medições das correntes oceânicas e os estudos ambientais.

Já entre as despesas de desenvolvimento contam-se: os estudos de sub-superfície, que visam a determinação do melhor modo de recuperação dos hidrocarbonetos, de geofísica 2D e 3D, de geologia de produção, de modelização e de simulação de jazigos, como parte integrante da exploração e conservação económica do reservatório; os estudos de arquitetura e de engenharia para a preparação do *dossier* de engenharia de base; a gestão de projetos, os estudos de injeção de gás e água, os estudos específicos destinados à melhoria da produção e controlo de custos, à melhoria dos métodos e dos equipamentos de perfuração e de completação; os programas e procedimentos de segurança; e, tal como nos custos de produção, as auditorias técnicas das condições de saúde, segurança, meio ambiente e os estudos ambientais.

As despesas de produção incluem: as despesas resultantes da análise de fluidos, os estudos de otimização, melhoramento e controlo de equipamentos, os estudos do programa de levantamento, os estudos do programa de controlo da corrosão, as auditorias técnicas das condições de saúde, segurança e meio ambiente e os estudos ambientais; e os custos de abandono, cujos limites são estabelecidos pelo PSA nos termos do ponto iii da alínea d) do número 2 do artigo 23.º da Lei da Tributação das Atividades Petrolíferas.

Por fim, as despesas de administração e serviços compreendem: a prestação de serviços informáticos; os programas de manutenção, os estudos e a avaliação de controlo de inventários.

Como se constata, o PSA enuncia exhaustivamente as despesas, devendo estas constar em cada ano fiscal da rubrica própria. A alteração das despesas só é admitida mediante autorização da Sonangol.

Nos termos da Lei da Tributação das Atividades Petrolíferas estabelece-se que a recuperação do petróleo custo obedece à seguinte ordem:

- 1º Recuperação do custo com despesas de produção;
- 2º Recuperação dos custos com despesas de desenvolvimento;
- 3º Recuperação das despesas de administração e serviços;
- 4º Recuperação das despesas de pesquisa.

Constata-se ainda que os custos com despesas de desenvolvimento são capitalizados, amortizados e recuperáveis em quatro ou cinco anos com *uplift*. Quanto às despesas de pesquisa, para além de serem recuperadas no conjunto de cada área de desenvolvimento, pela ordem inversa das descobertas e em função da disponibilidade do *cost oil*, não são capitalizadas.

3.6. CUSTOS NÃO RECUPERÁVEIS

Determinadas despesas não dão lugar a recuperação em óleo, mas podem ser repartidas entre os membros do grupo empreiteiro, nomeadamente o bónus de assinatura e de produção, as despesas gerais de juros de empréstimo, as multas, as penalidades judicialmente declaradas, as despesas de comercialização e transporte para além do ponto de entrega e as despesas com a formação de trabalhadores expatriados.

Entre as despesas não partilháveis ou próprias estão os custos financeiros, os custos de comercialização de cada membro do grupo e as despesas com relações públicas.

Deduzido o petróleo custo ao petróleo bruto produzido e arrecadado no trimestre a partir da descoberta comercial numa determinada área de desenvolvimento, procede-se à partilha entre a Sonangol e o grupo empreiteiro, nos termos do PSA.

CAPÍTULO 4

4.1. INCENTIVOS AO INVESTIMENTO

O risco tem um impacto direto sobre o custo do investimento e, com a sua mitigação, opera-se a redução dos custos de capital, o que permite a maximização das receitas, o aumento do rendimento tributável e com isso, o aumento das receitas fiscais.

O PSA angolano é um instrumento que apresenta um regime fiscal complexo, ditado pelas regras do *project finance*, regras orientadas para a obtenção de financiamento para investimentos de elevado risco com base na mitigação dos riscos político e económico, apoiadas pela duração das relações entre as companhias petrolíferas multinacionais e os estados.

As companhias petrolíferas tentam limitar o risco, investindo numa grande diversidade de projetos, não acontecendo o mesmo, ou pelo menos com a mesma amplitude, com os estados, visto não possuírem a mesma habilidade para diversificar os seus investimentos, sendo a implementação de um sistema fiscal flexível e estável o instrumento capaz de transferir parte do risco para as companhias (Tordo, 2007).

Em Angola, a indústria petrolífera desempenha um papel de destaque enquanto fonte de rendimento, fator de peso na exportação e causa de fomento do emprego. No entanto, o maior benefício para um país produtor de petróleo advém da capacidade do seu sistema fiscal de maximizar a arrecadação de receitas derivadas da exploração e da produção de petróleo no seu território (*government take*).

O *government take* resulta da razão entre o somatório de todos os tributos e arrecadações diretas do estado nas atividades petrolíferas e a percentagem do petróleo lucro que lhe cabe num determinado campo.

Para converter os ativos em recursos financeiros, o sistema fiscal deve atrair capital em termos que assegurem ao estado o maior valor possível, ainda que tal avaliação seja envolvida pela incerteza quanto ao valor que o recurso virá a ter.

Existe um antagonismo entre as companhias petrolíferas e os estados detentores de recursos acerca da divisão do risco e do retorno dos projetos petrolíferos. Ambos

pretendem a maximização dos seus rendimentos e transferir o maior risco possível para a outra parte.

Não obstante, a escolha do regime fiscal pode compatibilizar os interesses das partes de forma a tornar os projetos mutuamente vantajosos. Os contratos de petróleo associados às regras fiscais determinam o valor do investimento, o valor do bónus, os impostos e outros pagamentos devidos ao estado ao longo do projeto.

Contudo, os estados muitas vezes têm de pôr de parte o desejo de maximizar as suas receitas a curto prazo para tornar certos projetos mais atrativos ao investimento, impondo-se o equilíbrio possível na repartição do risco e do rendimento entre os estados e o grupo investidor.

Angola possui um regime geral de incentivos ao investimento, instituído pela lei do investimento privado,²⁴ que visam a atração de recursos humanos, financeiros, materiais e tecnológicos para o desenvolvimento económico e social do país. No entanto, esta lei exclui as atividades de exploração petrolífera do seu âmbito de aplicação, nos termos do número 1, artigo 4º.

Em consonância com o interesse estratégico das atividades de exploração e produção de petróleo para o país, a Lei da Tributação das Atividades Petrolíferas contém disposições que concedem benefícios e alteram o calendário do cumprimento das obrigações e/ ou a partilha das receitas. Estas normas são tidas como incentivos cujo objetivo é o de atrair investimento para a indústria e/ou para projetos específicos ou o de influenciar as escolhas dos investidores, tendo em vista objetivos de políticas públicas. Entre os incentivos instituídos pela Lei destacam-se o fator *uplift*, crédito ao investimento, da taxa interna de rentabilidade na partilha do petróleo lucro entre a Sonangol e suas associadas, a utilização das taxas aceleradas de amortização para os investimentos de desenvolvimento, bem como a concessão de isenção fiscal e a redução da taxa de imposto justificadas por condições económicas.

²⁴ Lei nº 20/11, de 20 de Maio, I Série.

4.2. FATOR UPLIFT

O fator *uplift* é um mecanismo de incentivo que consiste na atribuição de uma percentagem adicional aos custos recuperáveis, correspondentes às despesas de desenvolvimento de determinada área, como compensação pelo atraso na recuperação total dos custos, quando não ocorra nos primeiros quatro ou cinco anos de produção. O *uplift* permite ao grupo empreiteiro acelerar a recuperação do investimento.

Sendo que, na lógica do PSA, para o cálculo do rendimento do campo só relevam os custos recuperáveis e não o total dos custos incorridos pelo grupo empreiteiro, face ao aumento do petróleo custo por aplicação do fator *uplift*, regista-se a redução do rendimento disponível para partilha, ou seja, a diminuição do petróleo lucro e consequentemente da base tributável do exercício e das receitas fiscais no período em questão.

Trata-se de mais uma situação em que o estado compensa o grupo empreiteiro pelo risco incorrido, dado o interesse das companhias petrolíferas em recuperar os custos de investimento no mais curto período de tempo. Constatase que nos blocos em águas ultraprofundas, o limite ao *cost oil* adicionado ao *uplift* pode chegar aos 65% do petróleo produzido e arrecadado da área de desenvolvimento e não utilizado nas operações petrolíferas.

4.3. TAXA INTERNA DE RENTABILIDADE

Nos termos do PSA, ao petróleo bruto arrecadado trimestralmente de determinada área de desenvolvimento e não utilizado nas operações petrolíferas, é retirado o *cost oil* e partilhado de acordo com a taxa nominal de rentabilidade. Angola é o único grande produtor a utilizar este método

O fator R é calculado em cada período contabilístico e uma vez aferido, aplica-se a todo o período

Trata-se de um sistema de escala variável baseado na taxa de retorno, também conhecido por ROR, *Rate of Return* ou *R-Factor*, método de atração de investimento

adotado por países com produção menos expressiva que Angola, como a Índia e o Azerbaijão. (BNDES, 2009)

O sistema da taxa interna de rentabilidade baseia-se na relação entre as receitas e as despesas do grupo empreiteiro, o que faz com que as receitas acumuladas recebidas pelo grupo empreiteiro num determinado período contabilístico, tanto a título de recuperação de custos como as provenientes da partilha do petróleo lucro, sejam divididas pelas despesas acumuladas de capital, *capex* e de operação, *opex* do referido período.

Com base no sistema da taxa de retorno, a medida que a taxa aumenta, diminui a participação do grupo empreiteiro no *profit oil* que, uma vez apurado, é sujeito ao imposto sobre o rendimento do petróleo (IRP) à taxa de 50%. (Ver anexo 4)

Tendo em conta que a rentabilidade dos projetos no *upstream* varia em função do preço do petróleo, da dimensão da descoberta e dos custos de exploração e desenvolvimento, relacionar a partilha do petróleo lucro com a taxa interna de rentabilidade permite que todos estes fatores se reflitam no cálculo. Esta é a grande diferença entre este sistema e os demais mecanismos do cálculo para partilha da produção. (Johnston, 2003:45)

Com a adoção deste mecanismo, o estado partilha com as companhias petrolíferas o risco do sucesso das operações, porque só receberá uma parte significativa da produção se o projeto for rentável.

A grande crítica que se faz aos sistemas fiscais que dividem o *profit* com base no método da produção acumulada ou produção diária reside no facto de se basearem apenas nos níveis de produção, sem atender à lucratividade dos projetos, nem as oscilações do preço do petróleo e custos, fazendo com que no caso de alta do preço do petróleo, o país produtor não beneficie suficientemente da valorização; e, no caso de baixa acentuada, poder dificultar ou até impossibilitar o investimento. (Johnston, 2003:45)

Este sistema tem sido utilizado em Angola nos PSAs dos blocos de águas profundas e ultraprofundas.

4.4. TAXA DE AMORTIZAÇÃO ACELERADA

O crédito ao investimento ou *capital allowances* é um incentivo concedido ao investidor que lhe permite a dedução de uma percentagem adicional das despesas de capital (Tordo, 2007). Ao abrigo do PSA, o executivo pode conceder crédito ao investimento ao grupo empreiteiro, mediante requerimento conjunto do ministro das finanças e ministro dos petróleos, invocando razões de económicas de interesse para o estado.

O montante e as condições são estabelecidas no decreto de concessão e o *uplift* pode variar de 30 a 40% das despesas de capital, *capex*, percentagem estabelecida com base na rentabilidade do bloco.

Existem créditos a produção para certas áreas que permitem ao grupo empreiteiro deduzir ao imposto um montante fixado em dólares por barril produzido (Young, 2014: 12).

4.5. CRÉDITO AO INVESTIMENTO

Nos termos da Lei da Tributação das Atividades Petrolíferas²⁵, os custos relativos às despesas de desenvolvimento são contabilizados como ativo imobilizado e os seus montantes, para além de beneficiarem de um prémio de investimento, fator *uplift* nos termos referidos no ponto 4.1., são amortizados à taxa de 25% ao ano, até ao montante do *cost oil* no período de cinco anos, contados do ano em que a despesa foi efetuada ou do início da exportação de petróleo da área de desenvolvimento, conforme o que mais tarde ocorrer.

4.6. CLÁUSULA DE ESTABILIDADE

Tendo em conta que os contratos petrolíferos, no qual se insere o PSA, são de longa duração, envolvem custos de financiamento, tecnológicos e operacionais de grande

²⁵Alínea b) i., n.º 2, art.º. 23.º .

monta, deslocados para países cuja realidade política, social e económica por vezes não garantem a estabilidade dos negócios, colocando os investidores perante a incerteza do seu cumprimento, a inclusão das cláusulas de estabilização constitui prática comum na indústria e existe para acautelar factos resultantes de condicionalismos políticos, económicos e sociais nos países de acolhimento e assegurar o conteúdo económico dos contratos.

A estabilização exigida aos estados detentores de recursos minerais traduz-se na impossibilidade de alterar unilateralmente por via legislativa, ou através de decisões administrativas ou judiciais que interpretem o direito vigente (Vicente, 2013), as condições negociadas e aceites nos contratos celebrados.

Os projetos de exploração de petróleo realizam-se em ciclos longos, que chegam aos vinte e cinco anos. Durante esse período, os governos podem mudar por via de eleições ou revoluções, pode ocorrer um desenvolvimento económico e social, podem surgir situações que imponham mudanças legislativas. Ao congelar-se a possibilidade de adaptar os contratos a essas mudanças, limita-se fortemente o poder soberano dos estados.

No entanto, as companhias exigem estabilidade dos termos dos seus investimentos, pela inclusão no contrato de uma cláusula que impede alterações de natureza legal, financeira, ambiental e social pelos países produtores para que possam levar os seus projetos avante.

A violação da cláusula de estabilidade leva ao direito de receber uma indemnização do estado. Os estados encaram esta cláusula como uma interferência na sua soberania, o que não tem impedido alterações legislativas nos países produtores, muitas vezes afetando de forma adversa a economia e rentabilidade dos projetos.

O PSA angolano prevê a cláusula de estabilização nos seguintes termos:

“Sem prejuízo de outros direitos e obrigações entre as Partes nos termos do contrato, no caso de ocorrer, após a assinatura deste, a alteração de qualquer Lei, decreto ou regulamento em vigor na República de Angola que, de modo desfavorável, afete as obrigações, direitos e benefícios aqui estabelecidos, as Partes devem acordar, para submeter a aprovação das autoridades competentes, alterações ao

contrato que permitam restabelecer tais direitos, obrigações e benefícios previstos”²⁶.

Como se constata, as alterações resultantes da aprovação de novas leis, decretos e regulamentos que afetem de forma desfavorável as condições contratuais anteriormente acordadas são objeto de renegociação e submetidas às autoridades competentes, no sentido de compensar o grupo empreiteiro pelas perdas decorrentes da alteração (Open Oil, 2012).

Nos termos da lei da tributação das atividades petrolíferas, o executivo, mediante autorização legislativa da assembleia nacional, pode conceder isenções relativas a impostos, redução da taxa de imposto ou quaisquer outras alterações as regras aplicáveis, justificas por razões de ordem económica.²⁷

Com base nessa disposição, o executivo angolano tem concedido incentivos a companhias petrolíferas angolanas, companhias detidas pelo estado ou detidas integralmente por cidadãos angolanos.

Os incentivos incluem a redução do IRT, que no caso do PSA, tem uma taxa de 50% para 35%.

As companhias petrolíferas nacionais estão isentas do pagamento do bónus de assinatura e da contribuição para projetos sociais que resultem das obrigações assumidas no PSA.

O PSA pode derrogar o regime geral de tributação e estabelecer regras e taxas para projetos concretos. (Young, 2014:12)

No que respeita ao imposto de consumo, estão isentos do seu pagamento, os serviços adquiridos por sociedades investidoras petrolíferas nacionais e estrangeiras, que pratiquem operações petrolíferas, na fase de pesquisa e desenvolvimento. Esta isenção deixa de existir com a primeira produção comercial.

²⁶ Artigo 37º, número 2 do Modelo de contrato de PSA

²⁷ Nº 3, ARTIGO 11º DA Lei 13/04, de 24 de Dezembro.

A isenção acima mencionada, não inclui de entre outros, os serviços de fornecimento de eletricidade, água, luz, comunicações eletrónicas, telecomunicações, serviços de hotelaria ou similares.

CAPÍTULO 5

5.1. ESTUDO COMPARADO

A parte final deste estudo ficou reservada para a análise comparativa, dos mecanismos jurídicos que, em Angola e nos países vizinhos, presidem às concessões para exploração de petróleo.

Para tanto, são aqui apresentados os mecanismos de incentivo ao investimento adotados no *upstream* angolano, e comparados com os utilizados nos países produtores vizinhos – Congo e Gabão, com produção em *offshore* e adoção do PSA.

5.2. REPÚBLICA DO CONGO

A República do Congo situa-se na África Central e tem como países vizinhos o Gabão, os Camarões, a República Centro Africana, a República Democrática do Congo e Angola.

A primeira descoberta comercial de petróleo, em território congolês, data de 1960 e foi feita pela Elf Congo no *offshore* da Ponta Negra. A exploração dessa jazida petrolífera foi a primeira a observar o modelo de concessão e serviu de modelo para as que se seguiram, até 1994, data em que foi aprovada a Lei do Petróleo (PwC, 2013).

Com reservas estimadas em 2 bilhões de barris, e níveis consideráveis de produção, a República do Congo chegou a atingir, no ano de 2012, os 100 milhões de barris de petróleo e está entre os maiores produtores de petróleo africanos. Não é, pois, de estranhar, que as receitas provenientes do petróleo representem 87% das receitas fiscais do estado e 80% das exportações. (IMF, 2013^c).

É de realçar que a maior parte desta produção é proveniente de campos da *offshore*, justificada pelo conflito armado que assolou o país até 2003 (IMF, 2013^c).

Para além do petróleo, a República do Congo possui a quinta maior reserva de gás natural da África subsariana, não obstante ser comercializada apenas uma pequena parcela.

Importa, nesta sede, salientar, que existe um acordo de exploração conjunta entre Angola e a República do Congo referente ao bloco 14, *offshore*²⁸, com uma produção estimada em 46 mil barris de petróleo/dia e cujo início da produção se prevê, ocorra, durante o corrente anos de 2015. Não é demais relevar a importância deste acordo, pois trata-se do primeiro projeto transfronteiriço na região e representa um marco na exploração de recursos partilhados na zona marítima entre os dois estados (Chevron, 2013).

As atividades de exploração e produção, na República do Congo são reguladas pelo chamado “Código do Petróleo”, que inclui a Lei 24/94 de 23 de Agosto e os diversos decretos que a desenvolvem, de entre os quais se destaca o decreto n.º 2008-15 de 11 de Fevereiro, que estabelece os procedimentos para o exercício das atividades petrolíferas no Congo. O regime jurídico traçado por este diploma é, todavia, considerado pelas companhias petrolíferas e demais agentes que operam no setor, como desajustado da realidade e, como tal, não compaginável com o atual estado da indústria e da economia do país.

Com base na Lei do Petróleo, o estado é o único proprietário dos hidrocarbonetos situados no solo e no subsolo do Congo. Consonante com essa titularidade, as atividades de prospeção, de exploração, de extração e de transporte dos hidrocarbonetos são feitas mediante a concessão da correspondente licença: de prospeção, exploração e extração, devidamente autorizada pelo ministro dos hidrocarbonetos. No entanto, desde 2008, e com base na interpretação do decreto de atribuição de direitos mineiros, a SNPC passou a ser a detentora do direito de emitir a licença de exploração, facto que gerou viva controvérsia, a qual espera-se, venha a ser ultrapassada com a revisão do código do petróleo em curso.

Na República do Congo, após a aprovação da Lei do Petróleo, o PSA passou a ser o contrato adotado para as atividades do *upstream* congolês e é celebrado entre a companhia petrolífera nacional - a SNPC - e as companhias petrolíferas que compõem o grupo empreiteiro. Contrariamente ao que acontece em Angola, o Congo não possui um modelo formal de PSA. Ao invés, para as negociações, o governo apresenta às

²⁸ Campo Lianzi.

companhias uma proposta de contrato que tem como parâmetro de validade a Lei do Petróleo e estabelece em detalhe os direitos e as obrigações das partes.

O Código do Petróleo prevê que a seleção das companhias petrolíferas parte nos PSA, seja feita por concurso público. Nestes termos, a licença de exploração é aprovada por decreto do Ministro dos Hidrocarbonetos, mediante a aferição da capacidade técnica e financeira, comprovada pela experiência da companhia, pela transferência de conhecimento e programa mínimo de trabalhos apresentado. (CMS, 2013)

A referida licença, estabelece as fases e as obrigações mínimas a observar pelas companhias petrolíferas. É válida por um período inicial de quatro anos, renováveis por mais dois períodos de três anos, o que perfaz um total de 10 anos para a fase de exploração, sendo que, em cada prorrogação, opera-se a redução da área a explorar. (CMS, 2013).

Com a atribuição da licença de exploração e produção, nos termos do referido código, é fixado o valor do bônus de assinatura a ser pago pelo grupo empreiteiro ao estado congolês, não sendo este valor recuperável (Johnston, 2013: 287).

Após a descoberta comercial de petróleo, a companhia deve solicitar a licença de produção ao ministro dos hidrocarbonetos, a qual é concedida por um período de vinte anos, prorrogáveis por mais cinco anos. (PwC, 2013: 91).

O regime fiscal a que se sujeitam as entidades que operam na indústria petrolífera congoleza consta da Lei de Impostos Congoleza, o Código de Impostos Congolês, o Código dos Hidrocarbonetos, dos PSA ou Contratos de Concessão celebrados entre o estado congolês e as companhias petrolíferas.

O código dos hidrocarbonetos estabelece para recuperação de custos, o limite de 60% - que, excepcionalmente pode chegar aos 70%, do total anual da produção. A extensão do limite tem a ver com as especiais dificuldades dos projetos e o custo da tecnologia utilizada.

O remanescente da produção é partilhado entre o estado e o grupo empreiteiro nas condições previamente acordadas no PSA e após a dedução dos *royalties* e da taxa

mineral. O *royalty* é fixado no contrato, podendo o seu pagamento ser feito, quer em dinheiro, quer em espécie.

Já a taxa mineral, é paga ao governo, no montante correspondente à 15% do montante de petróleo produzido e armazenado, adicionado ao montante de óleo utilizado nas operações e excluído o montante reinjetado. Desde 2012, as companhias em produção passaram a estar sujeitas ao pagamento do imposto de poluição, o qual corresponde a uma taxa de 0,2% do volume anual de negócios.

O Código do Petróleo não prevê uma participação mínima do estado nos contratos; no entanto, na prática, ela tem vindo a ser fixada em 10%. Contudo, e tal como resulta das características do PSA, apesar da participação detida pela SNPC, é o grupo empreiteiro quem suporta os custos de exploração e de desenvolvimento.

O rendimento das empresas petrolíferas é tributado à taxa de 30% durante os primeiros cinco anos, período após o qual pode ser negociado o aumento da taxa aplicável (Johnston, 2013: 287). É-lhes também exigido o pagamento da taxa de superfície, fixada por decreto ministerial de 1 de agosto de 2000, no valor de XAF 3000 por quilómetro quadrado para a licença de exploração e 800 Francos CFA por quilómetro quadrado para a autorização de exploração.

INCENTIVOS

No que diz respeito aos incentivos, o código do petróleo isenta as companhias petrolíferas de todos os outros impostos, com exceção do imposto de selo e dos impostos indiretos (Johnston, 2013: 287) e adota as taxas de depreciação aceleradas, que são estabelecidas no PSA de acordo com as taxas fixadas pelo Código do Petróleo. Nestes termos, os custos de exploração incorridos podem ser depreciados à 100%, sendo todas as outras despesas depreciadas a taxa de 20% e ao longo de cinco anos, contados do início da produção de cada campo.

O Código do Petróleo prevê a possibilidade da comunicabilidade das perdas com custos de pesquisa e desenvolvimento entre as áreas de pesquisa e desenvolvimento. Prevê também a possibilidade do transporte das perdas fiscais pelo período de três anos, não impondo qualquer limite temporal ao seu transporte das perdas relativas à depreciação. (Young, 2014).

Ao abrigo do código, estão isentos de tributação, os dividendos distribuídos pelas companhias petrolíferas aos seus acionistas, tributando-se os juros a taxa de 20% por retenção na fonte pela entidade pagadora.

Existem dois regimes de tributação para as empresas que prestam serviços as companhias do *upstream*: quando a prestadora de serviços é residente, a taxa de imposto é de 20% e incide sobre os lucros por elas obtido, sendo o pagamento feito por retenção na fonte por parte da entidade pagadora; quando se trata de empresas não residentes, a sua atividade é exercida com base numa licença de curta duração e a taxa de imposto é de 7, 7%.

Os salários auferidos por trabalhadores não residentes é tributado a taxa de 20%, que incide sobre 80% salário base. Para o efeito, a companhia petrolífera empregadora deve fazer a retenção na fonte dos referidos montantes e entrega-los ao estado.

Salvo acordo de dupla tributação, os trabalhadores das companhias petrolíferas só são tributados, se exercerem a sua atividade em solo sob jurisdição fiscal congoleza, por mais de 15 dias.

No Congo a taxa do imposto de valor acrescentado é de 18%. Estão isentas de IVA, as exportações, bem como todos os bens e serviços diretamente utilizados nas atividades de pesquisa, exploração, desenvolvimento, produção, transporte e armazenamento de hidrocarbonetos, nos termos do decreto 2001/152, de Outubro e da lei 12/97, de Maio. No entanto, todos os bens e serviços indiretamente relacionados com atividades petrolíferas têm o IVA reembolsado, desde que, as entidades fornecedoras constem da lista de empresas subcontratadas e fornecedoras, apresentada pelas companhias petrolíferas às autoridades fiscais.

Por fim, estão isentas do pagamento de taxas aduaneiras, as mercadorias que sirvam exclusivamente as atividades de exploração e produção de petróleo.

5.3. REPÚBLICA DO GABÃO

O Gabão é um país do oeste africano, faz fronteira à norte, com a Guiné Equatorial e Camarões, a leste e sul, com a República do Congo e a oeste, com o oceano atlântico. É

um país produtor de petróleo maduro, cuja produção, porém, sofreu um declínio nos últimos anos, devido à falta de novas descobertas e à ausência de investimento nos campos em produção²⁹. O envelhecimento dos campos petrolíferos fez com que o governo do Gabão criasse um plano de investimento em estruturas produtivas não petrolíferas para reduzir a dependência do recurso, o que é compreensível tendo em consideração que o Gabão apresenta uma economia fortemente dependente da produção petrolífera, que em 2011 representava 56% das receitas do estado e 90% das exportações (IMF, 2013^a).

O país foi membro da OPEP, entre 1975 e 1991, mas retirou-se devido ao elevado custo das taxas anuais cobradas pela organização.

Ainda assim, o Gabão está entre os seis maiores produtores de petróleo da África subsariana produzindo, de acordo com dados de 2013, cerca de 240 mil barris de petróleo por dia, fruto das políticas de captação do investimento das companhias petrolíferas para campos maduros e projetos de longevidade, que têm conseguido assegurar níveis moderados de produção (EIA, 2014^b).

Trata-se, sem dúvida, de um país com potencial prospectivo elevado e possíveis reservas em águas ultraprofundas ao nível do pré-sal, dadas as semelhanças geológicas com a região do leste do Brasil, fatores que têm atraído o investimento das companhias petrolíferas para a região nos últimos anos.

O setor conta com 122 campos produtores, tanto no *onshore* como no *offshore*, dos quais se destacam sete grandes campos de petróleo, evidenciando-se, de entre eles, o Rabi, que contribui com 56% do total da produção nacional, e o Mandjy, que atinge 22% da produção do país. O campo Rabi-Kounga Shell, situado no *onshore*, detém a maior reserva comprovada do Gabão, estando as reservas adicionais localizadas em campos adjacentes. (PwC, 2013:26)

Tal como sucede na maioria das jurisdições africanas, o estado gabonês é o único proprietário dos jazigos de hidrocarbonetos. A prospeção, exploração e produção no

²⁹ Segundo dados do IMF, a produção petrolífera atingiu o seu máximo em 1997 e desde então registou uma redução de 34%.

Gabão são feitas nos termos do Código de Mineração, instituído pela Lei 15/62 de 2 de Junho pelo Decreto Presidencial n.º 981 de 1970, alterado pela Portaria 45/73.

Por força da Lei 14/82, o governo adotou o contrato de serviços e o *Contrats de Partage de Production*, PSA, revogando o regime de concessão e passando as licenças de exploração e produção a ser emitidas para os PSAs.

O Código de Mineração sofreu alterações em 2000, nos termos das quais, os direitos de concessão foram atribuídos ao Ministério das Minas, Energia e Petróleos.

Entretanto, para fazer face à queda da rentabilidade dos projetos, o governo tem vindo a fazer a reforma do sistema legal e fiscal, tendo em vista a criação de novos incentivos ao investimento, o fortalecimento do quadro regulatório e dinamização da competitividade global. Nessa senda, foram revistas as normas reguladoras das atividades de prospeção, exploração, transporte, refinação, distribuição, nomeadamente, a revogação da Lei 14/82, pela Lei 11/2014 de 28 de Agosto, que estabelece uma nova abordagem do estado gabonês na sua relação com os operadores, que passa pela vontade de influenciar e controlar as atividades de petróleo e gás.

Ao abrigo do novo regime foram criadas novas formas contratuais como o contrato de partilha de produção, que abrange apenas as fases de desenvolvimento e produção; e uma outra modalidade, o contrato de exploração e partilha de produção, contrato esse, que abrange as fases de exploração, desenvolvimento e produção.

Nestes termos, o período de exploração passou a contar com uma fase inicial de 10 anos, prorrogável por 2 períodos de 5 anos.

No âmbito da referida reforma, o Código reformulou o quadro fiscal e aduaneiro, definindo a nova taxa de câmbio aplicável às atividades de exploração, produção e transporte de petróleo, e em 2011, foi constituída a companhia petrolífera nacional, *Societe Nationale Pétrolière Gabonaise - SNPG*, com o objetivo de aumentar a participação do estado no setor.

Atualmente, o regime fiscal aplicável às atividades do *upstream* gabonês consta do Código de Tributário do Gabão, da Lei do Petróleo e dos PSAs e contratos de serviços celebrados entre o governo gabonês e as companhias petrolíferas. Nos termos deste

acervo normativo, os principais encargos de natureza tributária são, o imposto sobre o rendimento das pessoas coletivas, que incide sobre o lucro das companhias petrolíferas, a taxa anual de superfície, *royalty* superficiário sobre a produção, o bônus de assinatura e o bônus de produção.

A respetiva cobrança é feita nos seguintes termos:

- a) o *royalty superficiário* varia entre XAF 50 por hectare e XAF5000 por hectare
- b) o bônus de assinatura é negociados no PSA
- c) o bônus de produção também é negociado no PSA;
- d) os termos da partilha são negociáveis e situam-se entre um valor mínimo para o estado de 30,77% na fase de exploração nos campos do *onshore* e águas rasas, sendo que, para a exploração em águas profundas, o valor mínimo para o estado desce para os 23,08%;
- e) a taxa do imposto sobre o rendimento das pessoas coletivas é de 35% do lucro obtido pelas companhias;
- f) O limite à recuperação de custos fixa-se 65%, para os custos de exploração no *onshore* e águas rasas; e os 75% para os custos de exploração em águas profundas.

Para além dos encargos referidos no número anterior, as companhias petrolíferas estão obrigadas a contribuir para um fundo de apoio à exploração petrolífera no valor de U\$ 200.000/ano na fase de exploração e de U\$ 0.05 por barril na fase de produção. Importa também dizer que, ao contrário do que acontece na fase de produção, o valor pago ao fundo, na fase de exploração é acrescido aos custos recuperáveis. (Young, 2014: 199).

INCENTIVOS

O PSA gabonês prevê a depreciação acelerada para determinados bens do ativo imobilizado necessários a extração, produção e transformação do petróleo. Para que os referidos bens beneficiem da taxa de depreciação acelerada, é necessário que constem do PSA, e de uma lista que carece da aprovação conjunta dos ministros das finanças e

ministro das minas, devendo a companhia petrolífera requerer ao diretor de finanças, a aplicação da taxa, nos três meses, após a aquisição do ativo.(Young, 2014:202)

O código fiscal prevê também, o transporte das perdas fiscais pelo período de três anos. (Young, 2014:202).

No Gabão, as empresas estão sujeitas ao código aduaneiro da união aduaneira e económica da África Central, UDEAC, e seus regulamentos. Nos termos deste acervo legislativo, produtos e equipamentos exclusivamente relacionados com a prospeção e pesquisa de petróleo, estão isentos de direitos aduaneiros, devendo as empresas contratadas e subcontratadas pelas companhias petrolíferas, declarar a sua utilização.

No que diz respeito ao IVA, durante a fase de exploração e até que a quantidade de petróleo produzido seja suficiente para comercializar, a companhia petrolífera está isenta do seu pagamento.

CAPÍTULO 6

6.1. CONCLUSÃO

Angola é, sob várias perspetivas, um típico produtor de petróleo do oeste africano: partilha com os seus vizinhos não só a extrema dependência ao recurso, a produção predominante em campos do *offshore* e o estabelecimento de encargos como o pagamento de bónus de assinatura, como a taxa do imposto sobre o rendimento das companhias petrolíferas, que ronda os 50%. No entanto, apesar das semelhanças, o PSA angolano apresenta diferenças marcantes em relação aos PSAs celebrados pelos seus vizinhos.

De entre os fatores diferenciadores está a inexistência de royalty e a utilização da taxa de rentabilidade interna na partilha do *profit oil*, o que concede mais vantagens aos governos e companhias nacionais petrolíferas, por atender não só aos níveis de produção mas também, a rentabilidade dos projetos traduzida pelas variações dos custos e preços associados. (Johanston, 2003)

O sistema da divisão do *profit* com base no volume da produção diária concede aos estados a maior parte do lucro às mais altas taxas de produção, por aplicação de taxas progressivas, no entanto, não atender a rentabilidade dos projetos, pode constituir um fator de desincentivo a exploração de campos marginais (Johanston, 2003)

Em Angola, a taxa de recuperação de custos é de 50%, ou seja, está abaixo da média na região que ronda os 65 e 70%. No entanto, ao prever mecanismos de incentivo que casuisticamente permitem a elevação dos *cost oil*, como é o caso do prémio ao investimento ou fator *uplift* que em alguns PSAs chegar aos 40% do custo de desenvolvimento, concede às companhias petrolíferas a possibilidade de recuperar o investimento mais cedo.

Apesar dos elevados custos de investimento na exploração *offshore*, o regime fiscal e os mecanismos de incentivo adotados nos PSAs angolanos mostram-se generosos e flexíveis, visto a maioria das cláusulas poder ser revista face ao contexto da variação do preço do petróleo ou das concretas condições dos projetos.

Constata-se que tanto na República do Congo como no Gabão estão em curso reformas para a melhoria do quadro legal e contratual da exploração e produção petrolífera nesses países. De entre os 3 países analisados, o Gabão é o único em que o PSA é celebrado entre o governo e a companhia petrolífera, competindo a supervisão das operações à Direção Geral de Hidrocarbonetos, entidade que gerência e controla as atividades, embora o novo regime legal preveja a criação de uma agência reguladora para o setor do petróleo e gás.

Em 2013 foram licenciados no Congo treze blocos em águas profundas; o Ministério dos Hidrocarbonetos licitou treze blocos de petróleo a onze companhias petrolíferas como parte de uma ronda de licenciamento. Entre as empresas a quem foram atribuídos os blocos estão a *ExxoMobil*, *Eni*, *Ophir Energia* e a *Repsol*.

As descobertas em águas profundas e no pré-sal no Brasil têm despertado o interesse dos investidores internacionais pelo *offshore* do Gabão, devido às semelhanças com a costa leste do Brasil.

Nos termos do Código dos Hidrocarbonetos, a exploração e produção é feita através de PSA e do contrato de serviços. Atualmente, apenas o PSA é celebrado e tem por base o modelo concebido pela Direção Geral de Hidrocarbonetos.

Por fim, resta referir que, no início da produção, o estado detém uma participação de 10 a 15 %.

Concluindo, vários são os fatores que contribuem para a atratividade do PSA angolano, entre os quais destacamos os seguintes: Consagra o regime mais progressivo do mundo; o limite aos custos recuperáveis garante receitas anuais ao estado; os incentivos fiscais são facilmente introduzidos nas áreas de maior risco; a participação governamental, apesar de alta, justifica-se pela prospetividade; e o sistema fiscal não impede a exploração e o desenvolvimento³⁰.

³⁰ *Angola Fiscal Regime*, Wood Mac Graham Kellas. Disponível em www.woodmackenzie.com.

6.2. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bindemann, Kirsten. (1999). *Production Sharing Agreements: An Economic Analyses*. Oxford: Oxford Institute For Energy Studies. Retirado em janeiro, 2015 de <https://www.oxfordenergy.org/1999/10/production-sharing-agreements-an-economic-analysis/>.

Blackand, Andon J. & Roberts, Mark C. (2006). Comparing Petroleum Fiscal Regimes Under Oil Price Uncertainty. *Science Direct*, 31(2), 95-105. Retirado em dezembro, 2014, de www.sciencedirect.com.

BNDES. (2009). Relatório I- Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais da E&P de Petróleo. S. Paulo: Bain & Company.

Center for Energy Economics. (2014) *Fiscal Terms for Upstream Projects- An Overview*. University of Texas, Austin: CEE – Jackson School of Geosciences, Bureau of Economic Geology. Retirado em setembro, 2014, de <http://www.beg.utexas.edu/energyecon/publications.php>.

CMS Cameroron McKenna LLP, 2013. *Conducting oil and gas activities in Congo Brazzaville*, retirado em Janeiro de 2014, de www.cms-cmck.com.

Chevron. (2013). *Projeto Lianzi, Chevron em Angola*. Retirado em janeiro, 2014, de www.chevroninnangola.com.

Diário da República. (1978). Lei 13/78 de 26 de agosto– Lei Geral das Atividades Petrolíferas. *Diário da República I Série*, n.º 217.

Diário da República. (2004^a). Lei 10/04 de 12 de novembro – Lei das Atividades Petrolíferas. *Diário da República I Série*, n.º 41.

Diário da República. (2004^b). Lei 13/04 de 24 de novembro – Lei Sobre a Tributação das Atividades Petrolíferas. *Diário da República I Série*, n.º 103.

Diário da República. (2006). Decreto n.º 48/06 de 1 de setembro – Regime dos Concursos públicos no setor petrolífero. *Diário da República I Série*, n.º 106.

Diário da República. (2009). Decreto n.º 1/09 de 27 de janeiro – Regulamento das Operações Petrolíferas, *Diário da República I Série*, n.º 17.

Diário da República. (2010). Decreto Presidencial n.º 297/10 de 2 de dezembro – Regula os concursos públicos limitados no pré-sal. *Diário da República I Série*, n.º 124.

Duarte, Rui Pinto. (1998). *Tipicidade e Atipicidade dos Contratos*. Coimbra: Almedina.

EIA (Energy Information Administration). (2014^a). *Energy Information Report de 5 de fevereiro de 2014*, revisto a 17 de setembro de 2014. Retirado em setembro, 2015, de www.eia.gov/country/cab.cfm?flips=AO.

EIA (Energy Information Administration). (2014^b). *US Energy Information Administration, Gabon Country Analysis, 2014*

Feijó, Carlos Maria. (2013). O Poder Concedente no Sector Petrolífero Angolano. In Vicente, Dário Moura. *Direito dos Petróleos, Uma perspetiva Lusófona*. Coimbra: Almedina.

Gala, José Serra Briosa e. (2009). *Tipicidade das Formas Contratuais Atípicas no Comércio Internacional do Petróleo*. Trabalho final no âmbito da Pós-Graduação em Direito da Energia. Lisboa: Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa.

ICLG, (International Comparative Legal Guides), Gabão Oil & Gas 2015 Regulamento

IMF (International Monetary Fund). (2005). *IMF Country Report, Angola: Selected Issues Appedix*. Retirado em setembro, 2015, de www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2005/cr05125228.pdf.

IMF (International Monetary Fund). (2013^a). *IMF Country Report N.º 13/55, Gabon: 2012 Article IV consultation Staff Report*. Retirado em setembro, 2014, de www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2013/cr1355.pdf.

IMF (International Monetary Fund). (2013^b). *IMF Country Report N.º 13/83, Republic of Equatorial Guinea*. Retirado em setembro, 2014, de www.imf.org/externalpubs/ft/scr/2013/cr1383.pdf.

IMF (International Monetary Fund). (2013^c). *IMF Country Report N.º 13/282, Republic of Congo*. Retirado em setembro, 2014, de www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2013/cr13282.pdf.

IMF (International Monetary Fund). (2014^a). *IMF Country Report N.º 14/272, Republic of Congo: 2014 Article IV Consultation-Staff Report; Press Release; and Statement by the Executive Director for the Republic of Congo*. Retirado em agosto, 2014, de www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2014/cr14272.pdf.

IMF (International Monetary Fund). (2014^b). *IMF Country Report N.º 14/275*. Retirado em setembro, 2014, de www.imf.org/external/pubs/cat/scr1_sp.aspx?s_year=2014&ebrtype=default.

IMF (International Monetary Fund). (2015). *IMF Country Report N.º 15/47*. Retirado em setembro, 2015, de www.imf.org/external/pubs/cat/longres.aspx?sk=42736.0.

IPB (International Business Publications). (2014). *Angola Oil and Gas Exploration Laws and Regulation Handbook – Strategic Information and Basic Laws* (Vol. 1). USA: International Business Publications.

Johnston, Daniel. (2003). *International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis*, Tulsa: Penn Well Corporation, Coimbra: Almedina.

Kasriel, Ken & Wood, David. (2013). *Upstream Petroleum Fiscal and Valuation Modeling In Excel: A Worked Examples Approach*. Chichester: Wiley.

Leitão, Luís Menezes. (2013). Os Contratos no Direito do Petróleo e do Gás. In Vicente, Dário Moura (coord.), *Direito dos Petróleos. Uma Perspectiva Lusófona*. Coimbra: Almedina.

Minpet. (2014). Ministério dos Petróleos. Retirado em janeiro, 2014 de <http://www.minpet.gov.ao/>.

NRGI (Natural Resource Governance Institute). (2014). *Oil, Gas, and Mining Fiscal Terms*. Retirado em Agosto, 2014, de www.resourcegovernance.org/trainingresource_center/backgrounders/oil-gas-and-mining-fiscal-terms.

Open Oil (2012). *Oil Contracts- How to read and understand them*. Retirado em agosto, 2014, de www.timesup.org.

PwC. (2013). *PwC Oil and Gas Tax Guide for Africa 2013*. Retirado em janeiro, 2014, de www.pwc.com.

Rodrigues, J. Caleia. (2013). *O Poder do Petróleo, Uma Matéria Prima Estratégica, Um Produto Financeiro e Uma Arma Diplomática*. Lisboa: bnomics.

Rutledge, Ian & Wright, Philip. (1998). Profitability and Taxation in the UKCS Oil and Gas Industry. Analysing the Distribution of Rewards between Company and Country. *Energy Policy*, 26(10), 795-812.

Sanches, J.L. Saldanha & Gama, João Taborda da. (2010). Os Impostos e Receitas Públicas Petrolíferas. In *Manual de Direito Fiscal Angolano*. Coimbra: Coimbra Editora.

Smith, James L. (2012). *Issues in Extractive Resource Taxation: A Review of Research Methods and Models*. Southern Methodist University, Department of Finance: International Monetary Fund. Retirado em Janeiro, 2015, de www.elsevier.com/locate/resourpol.

Stickley, Dennis C. (2012). *A Framework for Negotiating and Managing Production Sharing Contracts And Related Agreements*. Dundee: LLM-Energy Law.

Sonangol. (2014). *História do Crude em Angola*. Retirado em janeiro, 2014, de www.sonangol.co.ao.

Sunley, Emil M., Baunsgaard, Thomas & Simard, Dominic. (2002, June). *Revenue from the Oil and Gas Sector: Issues and Country Experience*. Background paper prepared for IMF conference on Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil Producing Countries. Retirado em novembro, 2014, de <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:-OHkmzUDSsJ:siteresources.worldbank.org/INTTPA/Resources/SunleyPaper.pdf+&cd=2&hl=pt-PT&ct=clnk&gl=pt>.

Tordo, Silvana. (2007). Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues. *The World Bank Working Paper*, 123. Washington, DC: World Bank.

Van Meurs, Pedro. (2008, May 25) *Government Take and Petroleum Fiscal Regimes*. Retirado em setembro, 2014, de <http://www.krg.org/upload/documnts>.

Vicente, Dário Moura (coord.). (2013). *Direito dos Petróleos, Uma Perspetiva Lusófona*. Coimbra: Almedina.

Young, Ernest. (2014). *Global Oil and Gas Tax Guide 2014*. Retirado em setembro, 2015, de www.ey.com.

6.3. ANEXOS

6.3.1. ANEXO 1

Figure 1-1 illustrates the basic elements in the allocation of revenues for recovery of costs and the division of profits.

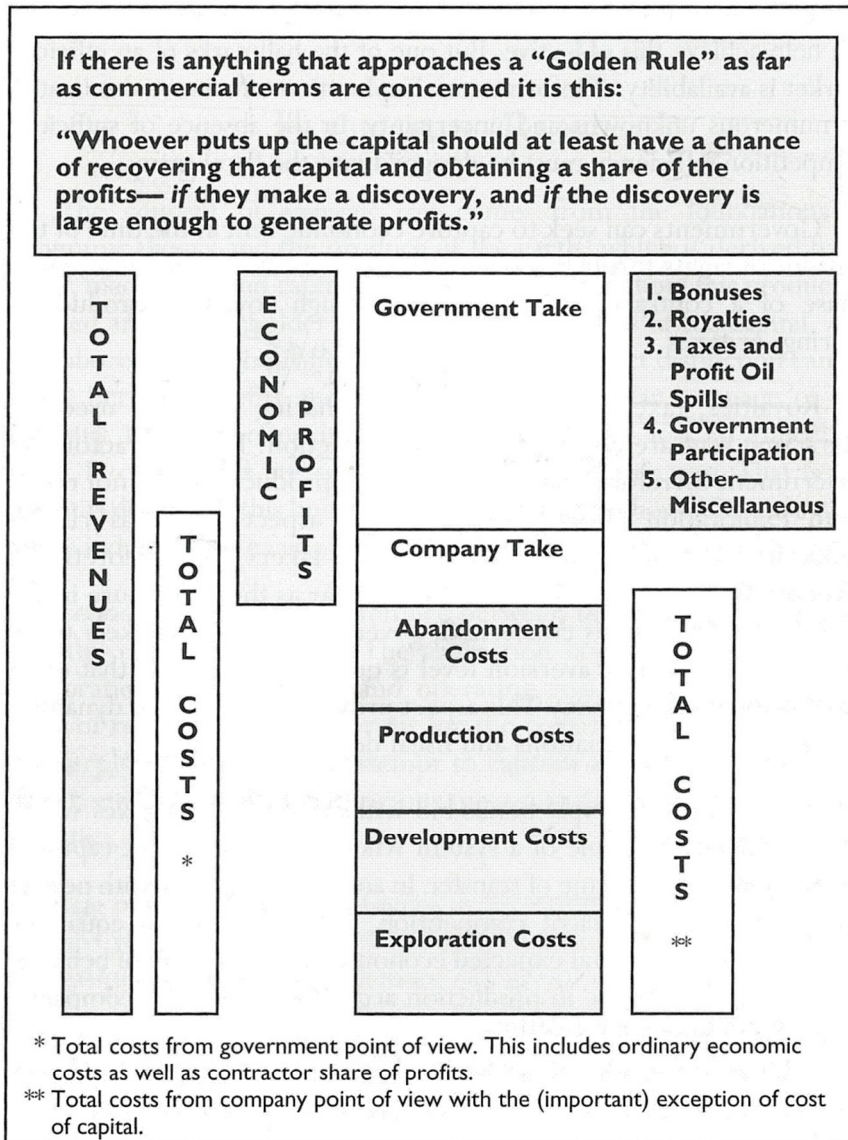
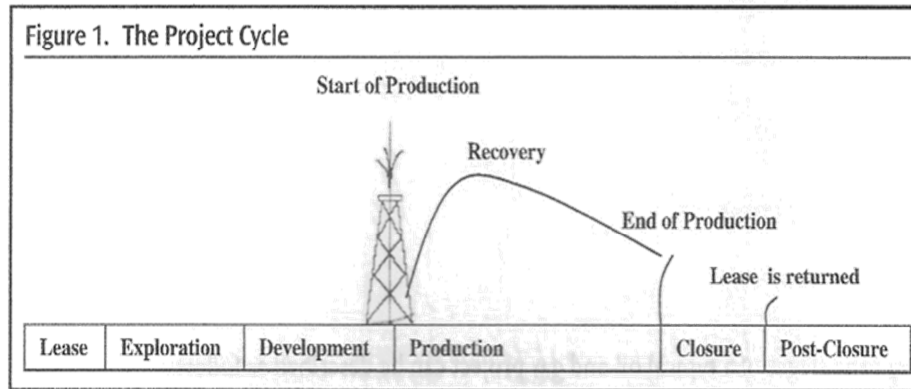


Fig. 1-1 Division of revenues

(Johnston, 2003: 4)

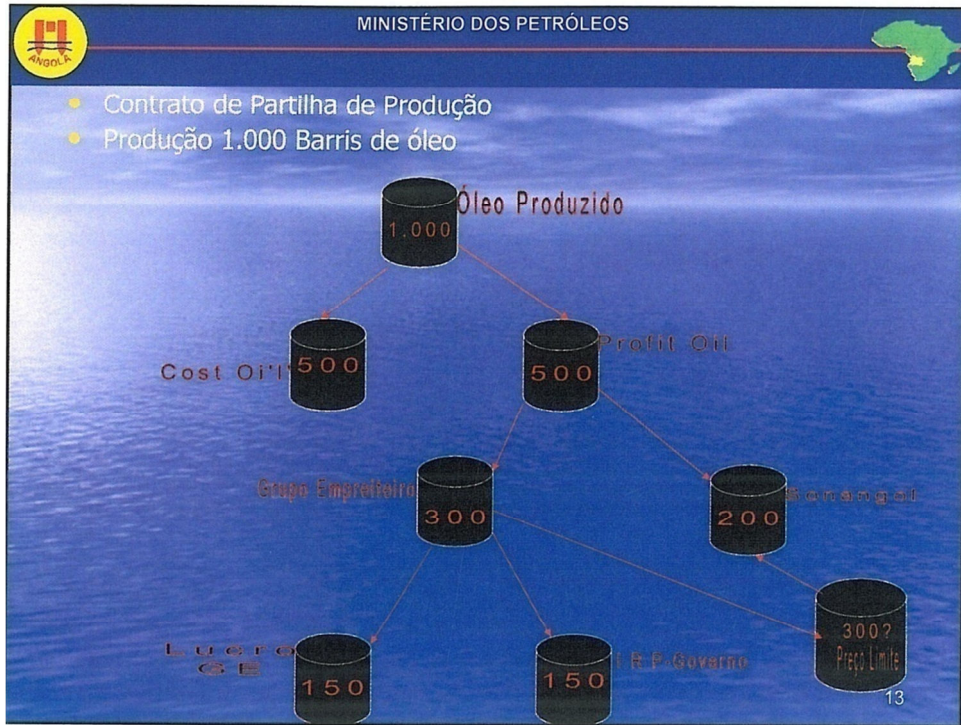
6.3.2. ANEXO 2

Figure 1 provides a graphic representation of the project cycle.



(Tordo, 2007: 4)

6.3.3. ANEXO 3



(Cedido por: Ministério dos Petróleos de Angola)

6.3.4. ANEXO 4

MINISTÉRIO DOS PETRÓLEOS

Exemplo: Taxa de Rentabilidade

Taxa de Rentabilidade do Grupo Empreiteiro em cada área de desenvolvimento (% anual)	% Sonangol	% Grupo Empreiteiro
menos de 20	20	80
de 20 a menos de 30	40	60
de 30 a menos de 35	60	40
mais de 35	90	10

12

(Cedido por: Ministério dos Petróleos de Angola)

6.3.5. ANEXO 5

ÁGUAS RASAS	ÁGUAS PROFUNDAS 1200 – 1500 METROS DE PROFUNDIDADE	ÁGUAS ULTRA PROFUNDAS- PRÉ-SAL 2000 – 5000 METROS DE PROFUNDIDADE
-------------	--	--

Limite de Petróleo Bruto para recuperação de custos	50%	50%	50%
Prémio ao investimento (<i>uplift</i>)	1,30	1,30	1,10
Partilha do lucro com base na rentabilidade do projeto	Mm bbls SNL GE < 10 30 70 >10 < 20 40 60 >20 < 30 60 40 >30 < 35 70 30 > 35 90 10	Mm bbls SNL GE < 15; 30 70 >15 < 20; 40 60 >20 < 30; 60 40 =>30 80 20	Mm bbls SNL GE <15; 30 70 >20 <25; 40 60 >20 <25; 50 50 >25 <30; 70 30 > 30; 80 20
Taxa de Amortização Acelerada	25% das despesas de desenvolvimento por 5 anos	25% das despesas de desenvolvimento por 5 anos	25% das despesas de desenvolvimento por 5 anos