

547.912(043.4.)

JUL
TES
L:2

GEST-43



Gest-
121

Promoção de Contratos de Hidrocarbonetos

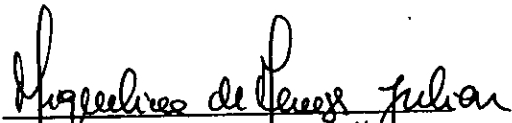
Miquelina de Menezes Julien

Novembro 1992

Trabalho de Licenciatura em Gestão
Faculdade de Economia
Universidade Eduardo Mondlane


Declaração do Autor


Declaro que este é meu próprio trabalho e resulta da minha própria investigação. Esta é a primeira vez que o submeto para obter um grau académico numa instituição educacional.

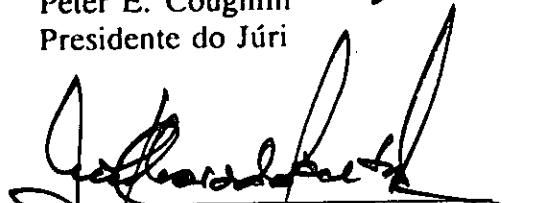

Miquelina de Menezes Julien
4 de Novembro, 1992

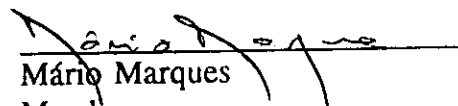
Aprovação do Júri

Este trabalho foi aprovado no dia 27 de Novembro de 1992 por nós, membros do júri examinador da Universidade Eduardo Mondlane.


Peter E. Coughlin
Presidente do Júri


Enrique Cáceres Lopez
Supervisor


Nuno Santos Silva
Arguente


Mário Marques
Membro

Ao meu querido marido, Victor Julien

Índice

Prefácio	vi
Abreviaturas	vii
Introdução	1
Definições	2
Dados e Suposições Económicas	4
<i>Dados sobre Campos Petrolíferos, 4; Preços de Petróleo, 6</i>	
Termos Fiscais Actuais	7
<i>O Regime de 1984, 7; Alteração do Regime de 1984, 9; Comparação International, 10</i>	
Proposta de Reforma	12
<i>O Regime Benchmark 13; Depreciação, 14; Royalty (Encargo de Produção), 16; Partilha de Produção baseada na Taxa de Retorno, 18; Um Regime Alternativo, 19</i>	
Termos Fiscais: Comparação de Alternativas	20
Conclusões e Recomendações	24
Anexo 1. Exemplo de Modelo de Campo de Petróleo	27
Anexo 2. Outros Factores Económicos	29
Referências	32

Lista de Quadros

Quadro Nº	Página
1. Dados sobre os campos petrolíferos de Moçambique	5
2. Dados de campos petrolíferos	5
3. Resultados económicos dos campos de petróleo	7
4. Alteração do regime de 1984	10
5. TIR e quota de governo para campos de 180 mmbbl a um preço de \$25/bbl	11
6. Sistema de <i>royalty</i> aplicado na Noruega	12
7. Sistema de <i>royalty</i> na Dinamarca	12
8. Resultados do regime <i>benchmark</i>	14
9. TIR (depois do imposto) taxas alternativas de depreciação (preço = \$15/bbl)	15
10. TIR (depois do imposto) com inflação	16
11. TIR depois do imposto (preço = \$15/bbl)	17
12. Partilha de produção associada com alguns parâmetros do regime <i>benchmark</i> (%)	18
13. TIR depois do imposto (preço = \$15/bbl)	19
14. Quota do governo do <i>cash flow</i> líquido para 500 mmbbl	19
15. TIR depois do imposto para o regime alternativo (preço = \$15/bbl)	20
16. Comparação dos termos fiscais	21
17. Taxa de retorno	22
18. Quotas do governo do <i>cash flow</i> líquido	23
19. Quota do governo (taxa de desconto = 10%)	23
A1. Exemplo de cálculo para um campo de 180 mmbbl	28
A2. Interação entre imposto de rendimento e partilha de produção	29

Prefácio

O tema, "Promoção de Contratos de Hidrocarbonetos", tem um conteúdo extenso e útil para a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos E.E., pois permitirá a apresentação da proposta de alteração dos termos fiscais e económicos ao Ministério dos Recursos Minerais e ao Ministério das Finanças. O trabalho permitirá uma discussão e análise a ter com estas entidades do governo ainda que apenas se considere alguns factores, a taxa interna de retorno e a quota do governo. Uma análise mais completa deveria considerar outros factores económicos e legais também.

Muitas foram as contribuições dadas para a realização deste trabalho, e agradeço-lhes muito. A Empresa Nacional de Hidrocarbonetos através do Eng^o Mário Marques, Director Nacional de Hidrocarbonetos, me proporcionou muitos conselhos e orientações. Menciono especialmente o Dr. Enrique Cáceres que me ajudou em aperfeiçoar e clarificar o texto e criou em mim uma motivação para concluir este trabalho dentro de prazos estipulados por nós. Também o Dr. Peter Coughlin trabalhou incansavelmente apoiando-me na disposição e apresentação do trabalho. A sua preocupação foi sempre referir na beleza e simplicidade com que se deve apresentar um trabalho.

Abreviaturas

ADL	-	Arthur D. Little
AMOCO	-	American Oil Company
bbi	-	barril
CEI	-	Comunidade de Estados Independentes
ECL	-	Exploration Consultant Ltd
ENH	-	Empresa Nacional de Hidrocarbonetos E.E
NCF	-	net cash flow
mmbi	-	milhões de barris de petróleo
OCDE	-	Organization for Economic Cooperation and Development
OPEC	-	Organization of Petroleum Exporting Countries
PPTR	-	partilha de produção baseada na taxa de retorno
PS	-	production share
TIR	-	taxa interna de retorno
TMR	-	taxa marginal de retorno

Introdução

A utilização dos recursos naturais do solo e subsolo em particular dos hidrocarbonetos trazem riquezas enormes para os países produtores de petróleo e também criam dificuldades aos países não produtores de petróleo. Até 1979 a pesquisa e exploração de hidrocarbonetos estava a cargo da Direcção Nacional de Geologia e Defesa do Subsolo organismo subordinado ao Ministério da Indústria e Energia.

Em 1979 foi criada a Secretaria de Estado do Carvão e Hidrocarbonetos, entidade subordinada ao Presidente da República, para coordenar toda actividade de pesquisa e utilização do carvão e hidrocarbonetos. Nesta altura começa a sentir-se a necessidade de se criar uma empresa que executasse a política estatal neste domínio, e, que possa associar-se com empresas estrangeiras na pesquisa e produção de hidrocarbonetos. Assim em 1981 o estado criou a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos.

Em 1981 foi publicada a lei 3/81 que regula actividade petrolífera e nesta o estado concedeu a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos o monopólio dos direitos mineiros para uso, usufruto, gestão e disposição de hidrocarbonetos. Desde a criação da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos que se iniciaram contactos com companhias interessadas em investir em Moçambique. Dos vários contactos sente-se a necessidade de se estabelecerem formas contratuais que permitam uma negociação directa. Também na lei 3/81 vem consagrado a forma como a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos se deve associar com entidades estrangeiras.

No contrato modelo, aprovado pelo Conselho de Ministros, forma de ligação com organizações estrangeiras, vem articulado todas as formas de entendimento entre as partes contratantes, desde as condições económicas, financeiras, contabilísticas, competência técnica e outras formas de relacionamento que permitam regular uma actividade tão complexa como esta.

Com a aprovação deste contrato modelo levou também a que se legislasse toda a actividade petrolífera. Esta legislação exhaustiva, ainda vigente, consiste em leis que regulam a actividade das empresas, do pessoal, das obrigações fiscais e outros. A lei prevê que entidades estrangeiras que participam com a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos E.E. tem o direito à recuperação das despesas e a recolha dos benefícios resultantes da aplicação do capital. A pesquisa de hidrocarbonetos deve desenvolver-se dentro de um quadro legal definido bem como a participação de empresas estrangeiras.

Sendo a pesquisa de petróleo um investimento por conta e risco do investidor, não havendo participação do governo e, sendo a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos E.E. apenas o órgão que apoia e cria as condições para as companhias, torna-se importante rever todas as condições fiscais e económicas do contrato modelo de forma a tornar esta actividade atractiva. A crise financeira que se vem sentindo levou a que potências interessadas em pesquisar em Moçambique diminuíssem o que obrigou a necessidade de se aumentarem incentivos aos investidores estrangeiros, não só em Moçambique, como em diversos outros países.

Nalguns países de África e, não só, introduziram-se medidas fiscais e económicas que tornaram atractiva a pesquisa de petróleo. É com este objectivo que se faz este trabalho de forma a que seja apresentada uma alteração do regime económico e fiscal em vigor. O trabalho agora apresentado reflecte as reflexões realizadas no sector de forma a promover a actividade petrolífera em Moçambique.

Este trabalho é realizado tomando como base alguns campos hipotéticos de petróleo em Moçambique de acordo com os dados geológicos e estes permitiram encontrar as formas de alteração do regime fiscal, sem que haja prejuízo para o governo. Utilizou-se um modelo computadorizado para os vários campos de petróleo e com várias alternativas de termos fiscais tendo em conta as experiências de outros países, nomeadamente, Namíbia, Noruega, Dinamarca e outros produtores de petróleo. A análise foi sendo feita gradualmente analisando os vários parâmetros, encargo de produção, partilha de produção, imposto de rendimento, efeito das taxas de depreciação e outras. Fez-se um trabalho de combinação de hipóteses por forma a encontrar a melhor alternativa. É assim que se apresentam várias alternativas com vários parâmetros combinados. Não se poderá dizer que estas alternativas são muito diferentes umas das outras mas com cada uma delas obtém-se resultados diferentes.

Não são só estes os parâmetros a analisar, existem outros económicas e legais que devem ser tidos em conta e, apenas se faz no Anexo 2 uma referência muito genérica tendo em conta as suas particularidades.

A abordagem que se faz quando se pretende fazer uma comparação internacional não é tão exaustiva o quanto se pretendia pois houveram dificuldades em ter-se a informação exacta, pois muita desta é confidencial. Pretendia-se também que esta análise fosse mais incisiva em relação aos países de África mas não foi possível obter a informação necessária.

Nas conclusões e recomendações apresentou-se uma proposta que parece ser adequada ao momento actual, tendo em conta o contexto internacional, mas principalmente a situação concreta de Moçambique, isto é, país que acaba de sair de uma guerra e que precisa de ganhar confiança por parte dos investidores nesta área em que o investimento é de risco.

O Anexo 1 apresenta um exemplo de um campo de petróleo e os parâmetros utilizados para sua análise.

Definições

Defini-se alguns termos utilizados neste trabalho que permitirão uma análise sob o mesmo ponto de vista:

- **Bloco** é a área do contrato constituída por uma secção quadrangular limitada por dois meridianos distanciados entre si (5') de longitude e de dois paralelos distanciados (5') de latitude.
- **Barril** significa uma quantidade de 158,987 litros à pressão atmosférica de 1,01325 Bar e à temperatura de 15°C.
- **Custos de contrato** significa despesas de Pesquisa, despesas de investimento em desenvolvimento e produção, os custos de exploração, os custos de serviços de apoio e as despesas gerais de administração. Não inclui os custos derivados da execução de operações de risco independente.
- **Despesas de pesquisa** são todos os custos directos e indirectos imputados, contraídos na prospecção de petróleo, na área do contrato, incluindo:

- Levantamento e estudos aéreos, geofísicos, geoquímicos, paleontológicos, geológicos, topográficos e sísmicos e sua interpretação.
 - Furos de investigação geológica (*core holes*) e de pesquisa de águas.
 - Mão de obra, materiais e serviços utilizados na perfuração de poços com objectivo de encontrar novos jazigos petrolíferos ou de avaliar a dimensão de jazigos petrolíferos já descobertos, sob condição desses poços não serem completados como poços produtivos.
 - Obras e instalações, incluindo acessos rodoviários e aquisição de informações geológicas e geofísicas, usados somente como apoio da realização destes fins.
 - Uma parcela de todos os custos de serviços de apoio a imputar às operações de pesquisa numa base equitativa a ser acordada entre a ENH e o Contratado.
 - Uma parcela de todas as despesas gerais e de administração a imputar às operações de pesquisa com base nas despesas previstas no orçamento que será ajustada à realidade ao fim do ano.
 - Quaisquer outros custos do contrato contraídos antes do começo da produção comercial e, não imputados às despesas de investimento em desenvolvimento.
- ***Despesas de investimento em desenvolvimento e produção*** são todas as despesas contraídas nas operações de desenvolvimento e produção, incluindo:
 - Perfuração de poços completados como poços produtivos e de poços com a finalidade de extrair a produção dum jazigo petrolífero já descoberto, quer estes poços sejam secos ou produtivos.
 - Completação de poços, depois de perfurados, pela implantação de *casing* equipamento ou de outro modo, com o fim de os utilizar como poços produtivos.
 - Custos de sondagem intangíveis, tais como mão de obra, produtos, materiais consumíveis e serviços, que não tenham qualquer valor residual, e que sejam contraídos na perfuração e aprofundamento de poços para efeitos de produção.
 - Custos de instalações e equipamentos de campo, tais como *pipelines*, tubagem de ligação do poço (*flow lines*), unidades de produção e tratamento, cabeças de poço, equipamento de subsolo, sistemas de melhoria da produção, plataformas marítimas, instalações de armazenagem de petróleo, terminais e cais de exportação, portos e instalações relacionadas e acessos rodoviários, para as actividades produtivas.
 - Projectos e desenhos das instalações e obras de campo.

- Uma parcela de todos os custos de serviços de apoio a imputar às operações de desenvolvimento e produção numa base equitativa a ser acordada entre a ENH e o Contratado.
- uma parcela de todas as despesas gerais e de administração a imputar às operações de desenvolvimento e produção com base nas despesas previstas no orçamento que será ajustada à realidade no fim do ano.
- Quaisquer outras despesas contraídas nas operações de desenvolvimento e produção antes do começo da produção comercial.
- *Custos de exploração* são todas as despesas contraídas com operações petrolíferas, depois do início da produção comercial, que não sejam compreendidas nas despesas de pesquisa, despesas de investimento em desenvolvimento e produção e despesas gerais e de administração e dos custos de serviços de apoio. O saldo das despesas gerais e de administração e dos custos de serviços de apoio não imputados às operações de pesquisa e às operações de desenvolvimento e produção deverá ser imputado aos custos de exploração.
- *Encargo sobre a produção (royalty)* é o que deve ser pago à ENH sobre a produção à taxa de 15% do valor no ponto de entrega do petróleo bruto produzido e arrecadado pelo contratado em cada mês.
- *Ponto de entrega do petróleo* significa o ponto de instalação moçambicana de petróleo bruto.

Dados e Suposições Económicas

Nesta secção são apresentados os dados geológicos produzidos por várias empresas entre elas a ECL e ADL e, que foram estudados, técnica e economicamente.

Dados sobre Campos Petrolíferos

A ECL e a ADL fizeram uma compilação de dados para possíveis descobertas petrolíferas em Moçambique, e, que a seguir se discriminam, como semi-realistas (Quadro 1). São dados de cinco campos que reflectem as enormes incertezas num exercício desta envergadura.

A maior parte destes campos têm grandes reservas e são de baixo custo. Como se pode ver na última coluna, são atractivas. Os parâmetros, tanto técnicos como económicos, dos campos, Delta do Zambeze e Bloco M10/M11, são muito similares e assim, o Bloco M10/M11 não será incluído na análise económica detalhada.

Para dar uma imagem global das incertezas económicas e técnicas e também para dar ligação com o trabalho feito previamente por um grupo de consultores russos incluiu-se três outros campos na análise (Quadro 2).

Quadro 1. Dados sobre os campos petrolíferos de Moçambique

Descrição do campo	Reservas (mmbbl)	Custo capital/bbl (\$)	Limite produção (%) reservas	TIR antes imposto \$15/bbl
Rovuma	500	1,96	14	49,4
Delta do Zambezia <i>offshore</i>	1000	2,12	13	38,8
Águas pouco profundas	200	3,81	16	23,6
Bloco M10/M11 <i>offshore</i>	1000	1,87	13	43,8
Bacia de Moçambique <i>onshore</i>	100	3,05	16	32,3

Quadro 2. Dados de campos petrolíferos

Descrição dos campos	Reservas (mmbbl)	Custo capital (bbl/\$)	Limite de produção (%) reservas	TIR antes do imposto (%) \$15./bbl
Muito pequenos, alto custo	50	3,20	10	25,4
Pequeno ou médio, baixo custo	180	1,37	10	48,2
Médio, custo moderado	400	2,58	10	33,2

Todos estes campos foram usados para análise e comparação e, este conjunto de dados contém:

- um campo muito pequeno (50 mmbbl) de rentabilidade modesta;
- um campo pequeno (100 mmbbl) de boa rentabilidade;
- dois campos pequenos-médios (180-200 mmbbl) um de boa e outro de muita boa rentabilidade;
- dois campos médios (400-500 mmbbl) um de boa e outro de muito boa rentabilidade; e

- um campo grande (1000 mmbbl) de muito boa rentabilidade.

Este conjunto de dados apresenta uma tendência geral para quanto maiores os campos maior a sua rentabilidade.

Preços de Petróleo

Acontecimentos recentes agudizaram a volatilidade de preços, com uma queda brusca para cerca de \$11/bbl em princípios de Outubro de 1988. A OPEC possui ainda uma capacidade de reserva considerável a qual irá muito provavelmente aumentar a medida que o Irão e o Iraque em consequência do fim das hostilidades planeiam expandir a sua capacidade. A produção dos maiores países não pertencentes à OPEC — EUA, CEI, México e o Mar Norte — tem, de uma forma geral resistido melhor do que se esperava depois da queda de preços de 1986. Companhias que operam nestes países conseguiram atingir consideráveis reduções de custo e vários governos fizeram concessões fiscais para encorajar a produção.

O mercado internacional do *crude* tem sido bastante volátil desde 1991 devido à crise do Golfo Pérsico. O preço médio da OPEC (average basket) iniciou o ano com \$26/bbl tendo baixado para \$18,76/bbl em Janeiro de 1991 (*Oil and Gas Journal* 20/7/1992:105; 17/8/1992:106-7).

Quando o Iraque aceitou a Resolução do Conselho de Segurança os preços subiram, também (segundo a OPEC) porque o nível de produção da OPEC baixou. Os preços tem-se mantido a uma média de \$19,31/bbl; os preços médios da OPEC foram \$19,26/bbl; e os preços dos países não pertencentes à OPEC, \$19,88/bbl.

Por outro lado, o aumento da procura, particularmente dentro das nações da OCDE mantêm-se bastante baixo. Os níveis altos de impostos fazem com que os preços da gasolina se mantenham quase insensíveis às mudanças no preço do *crude*. Há também um certo excesso de carvão e gás nos mercados internacionais como consequência do aumento na exploração e desenvolvimento desta actividade desde 1979 e, isto está a inibir qualquer retorno significativo ao petróleo por parte da indústria e das empresas eléctricas.

A combinação, redução da procura e aumento contínuo da produção irá provavelmente impedir qualquer aumento significativo de preços da indústria do petróleo. Parece que durante os próximos cinco anos os preços se manterão numa média de \$10 a \$20 por barril dependentes da política e comportamento dos maiores produtores.

Durante os anos 90 é muito provável que isto dependa grandemente das atitudes dos maiores produtores da OPEC. Não existe um forte consenso sobre este assunto a nível da indústria de petróleo, mas o sentimento geral é que os preços poderão aumentar em termos reais a partir de 1992-93 mas podem não chegar a alcançar os \$25/bbl antes do ano 2000 ou mesmo mais anos.

Considerando o que foi acima exposto um cenário com um preço real constante de \$15/bbl representa um ponto de vista razoável e consistente com os cenários de planos que são usados actualmente pelas maiores companhias petrolíferas, tendo em mente que estas companhias estão agora conscientes dos riscos negativos nos preços que não eram conhecidos há três ou quatro anos. O preço de \$15/bbl foi usado como cenário básico para a análise económica. Em vez de se tentar prever o futuro dos preços em detalhe, usou-se cenários de \$15 e \$25 por barril.

Termos Fiscais Actuais

Apresenta-se em seguida o regime em vigor, os problemas deste regime, bem como, os resultados económicos que permitirão comparar com as propostas de alteração.

O Regime de 1984

Os termos económicos actuais que constam no contrato com a Amoco são: (assinado em 1984)

- Encargo de produção 15% (não recuperáveis)
- Partilha da produção Quota da ENH
 - primeiros 20.000 barris 10%
 - seguintes 30.000 barris 20%
 - superior a 50.000 barris 50%
- Petróleo bruto para recuperação dos custos (% de petróleo depois do encargo de produção) 50%
- Imposto sobre rendimento 50%
- Taxa de depreciação (anual)
 - Despesas de pesquisa 25%
 - Despesas de desenvolvimento 12,5%

Os sete exemplos dos campos petrolíferos descritos na página 5, foram testados no regime fiscal de 1984 sob cenários de preços de \$15 e \$25/bbl (Quadro 3).

Quadro 3. Resultados económicos dos campos de petróleo (%)

Campos (mmbbl)	TIR antes do imposto		TIR depois do imposto		Quota do governo	
	Preços: \$15	\$25	\$15	\$25	\$15	\$25
200	23,6	42,6	6,6	18,4	74	71
50	25,4	42,1	11,0	21,4	70	65
100	32,3	51,8	14,1	26,9	69	66
400	32,2	51,9	13,1	23,4	74	71
1000	38,8	56,8	14,5	24,6	78	77
180	48,2	64,9	26,4	37,9	66	65
500	49,4	72,6	20,0	33,1	75	73

O Quadro 3 mostra que uma parte dos problemas existentes com o regime fiscal de 1984 são identificados como:

- *Regressividade.* A taxa de retorno e a quota do governo não variam no mesmo sentido, a medida que os lucros aumentam as quotas do governo de *cash flow* líquido baixam. Isto verifica-se não só por cada campo, mas também, em termos gerais, de campo para campo.

A causa principal da regressividade, neste caso é o encargo de produção, que é cobrado em bruto, isto é, antes do imposto. O nível constante do imposto de rendimento e da partilha de lucro baseado no volume de produção, leva a que não haja nenhum elemento progressivo no regime para compensar o encargo de produção.

- *Impedimento ao Desenvolvimento.* Embora todos os exemplos dos campos apresentem taxas de retorno aceitáveis antes do imposto; há vários casos em que taxas de retorno depois do imposto, não possuem critérios comerciais que geralmente é de 15%. Isto acontece em relação a todos campos excepto os mais rentáveis (180 e 500 mmbbl), no cenário de \$15/bbl.

Desta forma, o sistema de impostos está não só a reduzir valiosas receitas ao governo mas está também a desencorajar a actividade de exploração. A razão para esta característica do regime é o encargo de produção. Este regime, não tem em conta os custos, as taxas de depreciação, que são relativamente baixas, e os subsídios que levaram a que os impostos fossem pagos antes dos custos serem recuperados. Esta característica de um regime é frequentemente conhecida como *heavy front-end loading*.

- *Quota do Governo Baixa nos Lucros Imprevistos.* A subida de preços pode produzir níveis bastante altos de lucro em projectos de petróleo. Podem cobrar-se impostos altos sobre tais lucros sem que isto impeça o desenvolvimento. Mas, como mostram os resultados para o cenário de \$25/bbl este potencial não é efectivamente explorado nos termos de 1984, pois a quota do governo de *cash flow* líquido desce abaixo dos 70%, mesmo nos projectos mais rentáveis onde se poderia obter uma quota de 80%. A razão é a falta de elementos progressivos no sistema que poderiam aumentar a taxa de impostos à medida que os lucros aumentam. Esta situação pode levar a grande instabilidade nos contratos se, um campo bastante rentável fôr descoberto, ou se os preços subirem inesperadamente.
- *Variação de Impostos de Acordo com o Tamanho dos Campos.* Os quadros apresentados mostram como os termos de 1984 incidem em relação ao lucro sobre campos grandes, do que sobre campos pequenos. Isto deve-se ao facto da quota de produção estar relacionada com o volume de produção. Poderá existir um caso em que campos muito pequenos (100 mmbbl) não beneficiem de impostos relativamente baixos que permitam persuadir companhias para um projecto pequeno.

Em resumo, os termos de 1984 contem anomalias, que podem não só impedir o desenvolvimento de campos moderadamente rentáveis como também elevar o risco de

instabilidade de contratação se houverem descobertas altamente rentáveis. O efeito geral é de aumentar os riscos de exploração do contratante.

Alteração do Regime de 1984

Para se poder solucionar os problemas descritos anteriormente, analisou-se a possibilidade de se alterar o regime de 1984 do seguinte modo:

- Para minorar o problema de regressividade, o encargo de produção poderia ser reduzido, embora por várias razões, e, deixando margem de manobra ao governo, não deveria ser totalmente eliminado.
- O problema do *heavy front-end loading* é solucionado através duma depreciação maior, e de uma maior percentagem de petróleo bruto para recuperação dos custos e eliminando a primeira série da partilha de produção.
- O problema da instabilidade contratual é solucionado por um aumento nas séries de quotas de produção mais elevadas, que poderão servir para equilibrar a redução do encargo de produção.

Proposta de Alteração do Regime 1984

● Encargo de Produção	7,5%
● <i>Partilha de Produção</i>	<i>Quota da ENH</i>
○ Primeiras 20.000 barris	0%
○ Seguintes 30.000 barris	25%
○ Superiores a 50.000 barris	50%
● Petróleo bruto para recuperação dos custos (% de petróleo depois do encargo de produção)	100%
● Imposto sobre rendimento	50%
● Taxas de depreciação (taxa anual) para custos de exploração e despesas de desenvolvimento.	100%

Este regime foi testado com base no conjunto de exemplos de campos de petróleo referidos nos Quadros 1 e 2. Os resultados mostraram que o regime rectificado oferece ao contratante um TIR mais elevado e ao governo uma quota menor (Quadro 4). O problema de regressividade tanto entre campos como para o mesmo campo, a preços diferentes, mantém-se embora seja agora menos severo. O aumento dos lucros do contratante melhoraram o problema do impedimento de desenvolvimento, mas ao mesmo tempo, e, apesar de aumentar os valores de partilha de produção o problema de instabilidade dos contratos (baixa quota

governo) piorou. A eliminação da série mais baixa da partilha de produção também piorou a variação de taxas entre campos de tamanhos diferentes. Pode-se seguir esta via com pagamentos de produção ainda mais baixos e quotas de produção mais elevadas.

O efeito geral seria chegar-se quase a um regime com uma única taxa (alta) de imposto de rendimento. Tal regime não teria flexibilidade e, com a sua falta de progressividade, tenderia a impedir projectos marginais ou a permitir uma quota do governo muito baixa em projectos muito rentáveis. A utilização de uma primeira série de quotas de produção isentas de imposto não resolveria esta dificuldade e teria a desvantagem de que campos produzindo volumes relativamente pequenos, mas que ultrapassam o estágio em que se podem recuperar os custos, podem acabar por pagar impostos relativamente baixos.

Quadro 4. Alteração do regime de 1984 (%)

Campo (mmbbl)	TIR Depois do imposto		Quota do governo	
Preço de petróleo \$15/bbl				
50	15,4	(4,4)	58	(-11)
400	17,0	(3,9)	69	(-5)
1000	18,2	(3,7)	76	(-2)
180	31,8	(5,4)	60	(-6)
500	24,9	(4,9)	72	(-3)
Preço do petróleo \$25/bbl				
50	28,1	(6,7)	56	(-9)
400	29,2	(5,8)	68	(-3)
500	38,7	(5,6)	71	(-2)

Nota: Os números entre parêntese indicam a diferença em relação ao regime de 1984.

Comparação Internacional

Nas regiões este e sul de África, a exploração do petróleo está a ter lugar no Botswana, Burundi, Quênia, Seychelles, Tanzânia e Zâmbia, enquanto negociações para exploração tem lugar em outros países incluindo o Malawi e o Zimbábue. Contudo, na região, só Seychelles, Tanzânia e Zâmbia chegaram a novos acordos desde o colapso dos preços do petróleo em 1986. O Gana, na África Ocidental, também concluiu novos contratos. Para estes casos, os termos incluem um alto nível de flexibilidade fiscal, cobranças moderadas em combinação com mecanismos que incorporam a taxa de retorno do contratado para proteger os interesses do governo no caso de haver grandes lucros.

Dando flexibilidade e progressividade dos termos fiscais o governo poderá arrecadar 75% a 80% do *cash flow* líquido esperado, no caso de jazigos rentáveis.

O Quadro 5 ilustra o impacto de algumas negociações recentes em países da Commonwealth em campos de 180 mmbbl. O preço utilizado de \$25/bbl mostra os níveis altos que o governo pode atingir em níveis de desenvolvimento rentáveis.

Recentemente foi aprovado na Namíbia um contrato modelo com os seguintes termos:

- *Royalty* 12,5% (valor bruto da produção)
- Imposto de rendimento 42%
- Taxa de depreciação
 - Custos de desenvolvimento 33,3%
 - Custos de produção e operação 100%

Devido aos efeitos distorcidos provocados pelo efeito do *royalty*, por vezes induzindo ao abandono prematuro de campo, alguns governos introduziram sistemas sofisticados de *royalty*. Alguns países introduziram um sistema de escala de *royalties*, ligando o *royalty* à produção. O exemplo da Noruega pode ser visto no Quadro 6. Na Dinamarca as taxas são aplicadas em relação ao crescimento da produção (Quadro 7). Neste sistema as distorções são minimizadas mas não totalmente banidas, o que leva a concluir que o *royalty* pode ser um desincentivo para a produção de petróleo por ser baseada na produção bruta.

Quadro 5. TIR e quota de governo para campos de 180 mmbbl a um preço de \$25/bbl (%)

Regime	TIR Antes do imposto	Quota do governo
Prospectivo		
<i>Onshore</i>	35,4	79
<i>Offshore</i>	33,3	79
Fronteira		
<i>Onshore Island</i>	42,0	70
<i>Onshore Coastal</i>	39,6	72
<i>Offshore</i>	37,7	77
Moçambique		
Termos de 1984	37,9	65
<i>Benchmark</i>	36,7	76

Quadro 6. Sistema de *royalty* aplicado na Noruega

Produção média do campo (bbl/dia)	<i>Royalty</i> (%)
Inferior a 40.000	8
40.000 - 100.000	10
100.000 - 225.000	12
225.000 - 350.000	14
Superior a 350.000	16

Fonte: UNCTC (1987:10)

Quadro 7. Sistema de *royalty* na Dinamarca

Produção média do campo (bbl/dia)	<i>Royalty</i> (%)
0 - 5.000	2
5.000 - 20.000	8
superior a 20.000	16

Fonte: UNCTC (1987:10)

Na Holanda foi introduzido um sistema que é aplicado nos novos campos em que os custos de produção são deduzidos para efeitos de *royalty*. Também os custos de operação e depreciação constituem custos ilegíveis. O nível da escala para níveis de produção baixos (neste caso, inferiores a 100.000 m³) tem zero *royalty*.

Na Nigéria o *royalty* é 20% para produção *onshore*, 18,5% para produção *offshore* em águas profundas até 100 metros e 16,6% para águas profundas superiores a 100 metros (UNCTC 1987:9-11).

Nalguns países só nos últimos anos foi introduzido o imposto de rendimento. A actividade petrolífera não considerava o imposto de rendimento como responsabilidade do investidor. Actualmente o imposto aplicado é similar ao de outras actividades do país. Não é fácil para o governo introduzir uma taxa especial para uma actividade especial, mas também poderá ser uma forma de incentivar. Usa-se muitas vezes outras formas de incentivo por exemplo nos custos de depreciação, a velocidade como os custos são recuperados.

Proposta de Reforma

Analysaram-se várias outras possibilidades associando diversas alternativas, usando o encargo de produção, depreciação e partilha de produção. Dada a dificuldade de modificar os termos

de 1984 de forma convincente, propõe-se uma alternativa; o encargo de produção é reduzido para aliviar a regressividade e, a depreciação é também melhorada para minimizar *heavy front-end loading*. Contudo a maior alteração, é introduzir um elemento progressivo no regime, em forma de partilha de produção, baseada na taxa de retorno do *cash flow* líquido do contratante em vez de basear-se nos valores de produção.

Uma estrutura de três níveis de participação nos lucros de petróleo baseada na taxa de retorno poderia ser:

Taxa de retorno do contratante	Quota do governo (partilha de produção)	Incremento da quota do governo na produção
0 até 15%	0%	0%
15% até 20%	20%	20%
20% até 25%	35%	18,75%
25% e mais	50%	23,07%

Não haveria nenhum limite no custo do petróleo. Para cada nível de taxa de retorno há um crescimento na quota do governo. A taxa de retorno baseada na partilha de produção está associada a medidas para aliviar o problema de *heavy front-end-loading* e o esquema no todo é descrito como o *regime benchmark*. Foram também analisadas as implicações das taxas alternativas para a depreciação, *royalty*, e partilha de produção.

O Regime Benchmark

Os parâmetros *benchmark* usados nesta análise são:

- *Royalty*: 10%
- Depreciação: 25% por ano durante quatro anos para todos os custos de exploração e desenvolvimento
- Partilha de produção:
 - 20% para uma taxa de retorno acima de 15%
 - 35% para uma taxa de retorno acima de 20%
 - 50% para uma taxa de retorno acima de 25%
- Imposto de rendimento: 50%

O regime *benchmark* melhora a taxa de retorno após o imposto para todos os campos analisados a \$15/barril excepto o de (180 mmbbl). Esta melhoria está associada a diminuição da quota do governo do *cash flow* líquido (Quadro 8).

Dos sete campos, cinco provavelmente passariam os critérios comerciais. A regressividade associada aos termos de 1984 melhorou bastante, embora não tenha sido eliminada totalmente. Com o elemento regressivo do encargo de produção agora compensado pela partilha de produção, a regressividade não terá impacto até que a taxa de retorno após o imposto baixe para 15% e, a estes níveis é discutível o problema, uma vez que os projectos teriam pouca probabilidade de satisfazer os critérios comerciais. O impacto da regressividade não está agora dependente da capacidade do campo ou taxas de produção. A quota do

governo é determinada somente pelos rendimentos bruto e líquido. Isto é um incentivo importante para o melhoramento nos termos de 1984 em que o regime *benchmark* faz para os campos 180 e 500 mmbbl. Contudo o regime *benchmark* continua com uma proporção comparativamente superior de rendimento líquido cerca de 60% — de campos próximos dos níveis iniciais de admissão enquanto que para os projectos lucrativos (ver exemplos de \$25/o barril) a quota do governo embora mais alta do que sobre os termos de 1984, ainda atinge sómente cerca de 75%.

Quadro 8. Resultados do regime *benchmark* (%)

Campo (mmbbl)	TIR depois do imposto		Quota do governo	
	1984	<i>Benchmark</i>	1984	<i>Benchmark</i>
Preço \$15/bbl				
200	6,6	12,3	79	63
50	11,0	14,7	70	60
100	14,1	18,4	69	64
400	13,1	19,4	74	64
1000	14,5	22,6	78	67
180	26,4	27,8	66	73
500	20,0	27,2	75	72
Preço \$25/bbl				
50	21,4	24,2	65	68
400	23,4	28,8	71	73
500	33,1	38,9	73	76

Depreciação

Quanto mais depressa a contratada fôr capaz de exigir compensação pelos custos de capital contra o imposto de rendimento, mais alto será o seu montante em *cash flow* descontado e mais probabilidades o projecto tem de satisfazer os critérios comerciais.

Contudo, os rendimentos líquido anuais após o *royalty* estabeleceram um limite superior de compensação pelo custo de capital, para que além de um certo ponto, aumentos adicionais na taxa de depreciação possam ter pouco impacto no ajustamento das compensações actuais. Em geral quanto mais lucrativo fôr o campo maior será o montante do *cash flow* líquido nos primeiros anos e, o benefício resultante de uma depreciação mais rápida será maior. Mas por outro lado, se estes campos mais lucrativos se pagarem mais depressa por causa da

depreciação rápida, mais depressa os níveis iniciais de partilha de produção serão iniciados sobre a taxa de retorno proposta do mecanismo.

O Quadro 9 mostra o impacto das taxas alternativas de depreciação aplicadas a todos os custos de capital, (os custos de exploração e desenvolvimento). Os outros parâmetros são os do *regime benchmark*. Em geral uma alteração de 12,5% por ano durante oito anos para 25% por ano durante quatro anos, a depreciação aumenta a taxa de retorno após o imposto em cerca de 1,5%. Mas uma aceleração imediata tem pouco impacto nos lucros, excepto para os campos que já apresentam taxas de retorno altas. Embora seja desejável manter-se uma taxa baixa de depreciação como regra, mas para encorajar o desenvolvimento de mais campos marginais, poderá optar-se por uma depreciação acelerada.

Quadro 9. TIR (%) depois do imposto usando taxas alternativas de depreciação (preço = \$15/bbl)

Campo (mmbbl)	12,5% anuais durante 8 anos	25% anuais durante 4 anos	100% anuais durante 1 ano
200	10,7	12,3 (1,6)	12,7 (0,4)
50	13,3	14,7 (1,4)	14,8 (0,1)
100	16,8	18,4 (1,6)	18,6 (0,2)
400	17,7	19,4 (1,7)	19,7 (0,3)
1000	21,3	22,6 (1,3)	23,2 (0,6)
180	26,7	27,8 (1,1)	28,8 (1,0)
500	25,8	27,2 (1,4)	27,8 (0,6)

Nota: Os números entre parênteses indicam alteração em relação ao caso anterior.

Finalmente, quanto mais alta é a taxa de inflação, mais pesado se torna um sistema de depreciação lento, visto que o valor real das concessões é reduzido na altura em que estão disponíveis. Todos os resultados apresentados até agora presumem uma taxa de inflação modesta de 3% por ano, mas para concluir o impacto das taxas alternativas de depreciação reelaborou-se a uma taxa de inflação de 10% por ano e obteve-se os resultados no Quadro 10. As diferenças entre as taxas de depreciação são mais altas, mas não acentuadamente no caso da taxa de inflação de 10%, enquanto que os lucros totais são mais baixos entre 1% a 1,5%.

Como um meio de compensar tributação recomenda-se que o custo de capital deveria ser acelerado 25% por ano durante quatro anos. Se esta aproximação geral é problemática, uma alternativa é considerar um mecanismo de depreciação acelerada dando resultados semelhantes aos mencionados acima para campos com taxas de rendimento após o imposto inferiores a 20%.

Quadro 10. TIR (%) depois do imposto, com inflação (preço = \$15/bbl)

Campo (mmbbl)	Inflação (%)	Depreciação		
		12,5% anuais durante 8 anos	25% anuais durante 4 anos	100% anuais durante 1 ano
100	3	16,8	18,4 (1,6)	18,6 (0,2)
	10	15,8	17,4 (1,6)	17,8 (0,4)
200	3	10,7	12,3 (1,6)	12,7 (0,5)
	10	9,2	11,1 (1,9)	11,6 (0,5)
1000	3	21,3	22,6 (1,3)	23,2 (0,6)
	10	20,6	21,9 (1,9)	22,6 (0,7)

Nota: Os números entre parêntese mostram alteração em relação ao caso anterior.

Royalty (*Encargo de Produção*)

Da mesma maneira que a depreciação analisou-se o impacto das taxas alternativas de *royalty* associadas a outros elementos do *regime benchmark*. Os resultados do *royalty* de 5% e 15% com a taxa *benchmark* de 10% são apresentados no Quadro 11. A primeira parte do quadro mostra que um *royalty* extra de 5% reduz o TIR depois o imposto entre 1% e 1,5%. O impacto é maior em campos menos produtivos e é menor em campos mais produtivos em que *royalty* extras seriam compensados pela quotas altas de partilha de produção. A segunda parte do quadro apresenta as quotas do governo de *cash flow* de 0% e 10% (taxas de desconto) e ajuda a identificar o ponto em que a regressividade é introduzida (indicado pelos asteriscos). Mostra que os *royalty* mais elevados estão associados com a regressividade introduzida nas taxas de retorno mais altas depois do imposto e, daí a tendência para prejudicar os campos mais marginais. Mostra também que mesmo com *royalty* modesto de 5%, é pouco provável que a quota do governo desça abaixo de 60%, devido a taxa alta do imposto de rendimento.

Como parte dum pacote de medidas para reduzir a regressividade o *royalty* devia ser reduzido para entre 5% e 10%. O nível final escolhido pode depender de outros elementos do pacote final, mas deve ter-se em conta a necessidade de preservar toda a parte do governo dos campos mais marginais, abaixo de 60%.

Quadro 11. TIR (%) depois do imposto (preço = \$15/bbl)

Campo (mmbbl)	Royalty					
	15%		10%		5%	
200	18,8		12,3	(1,5)	13,7	(1,4)
50	13,5		14,7	(1,0)	15,7	(1,0)
100	17,1		18,4	(1,2)	19,6	(1,2)
400	18,2		19,4	(1,1)	20,5	(1,1)
1000	21,6		22,6	(1,0)	23,6	(1,0)
180	27,0		27,8	(0,9)	28,7	(0,9)
500	26,1		27,2	(1,1)	28,3	(1,1)
Quota do governo do cash flow líquido						
	0	10	0	10	0	10
200	68	96	63	87	58 *	79
50	65 *	84	60 *	78	58 *	73
100	66	78	64	74	60	70 *
400	66	76	64	73 *	62	70 *
1000	69	75 *	67	73 *	65	70 *
180	73	76	72	75	70	73
500	74	76	73	75	71	74

Nalguns países, como a Noruega e Dinamarca, usa-se uma escala gradual de *royalty*, baseada nas taxas de produção, pelo que campos mais pequenos pagam um *royalty* mais baixo do que campos maiores. Não é contudo o caso, de que campos mais pequenos são menos produtivos do que campos maiores e, até que descobertas recentes tenham sido feitas, é difícil julgar como os níveis de produção podem ser fixados. Por outro lado há o caso de tentar reduzir a taxa em campos pequenos visto que embora possam apresentar taxas de retorno atraentes, os níveis absolutos de lucro envolvidos são pequenos e, pouco atraentes para grandes companhias. É contudo pouco provável que este tipo de problema de lucro baixo venha a surgir neste estágio. Os contratantes procurariam qualquer meio de indemnizar os custos de exploração passados contra imposto de rendimento e estariam interessados em prosseguir mesmo com um pequeno projecto de modo a aumentar o seu conhecimento técnico duma nova área de petróleo.

Uma vez que a maior parte dos governos reserva-se o direito legal de renunciar ou reduzir pagamentos de *royalty* para impedir o abandono prematuro, a manutenção dum nível não trivial de *royalty* tem a vantagem de dar ao governo um grau de prudência fiscal que pode ser exercido de modo a encorajar a actividade específica sem a necessidade duma concessão geral ou alteração legislativa.

Partilha de Produção Baseada na Taxa de Retorno

A estrutura da partilha de produção baseada na taxa de retorno deve ser vista dentro do contexto do restante sistema. Onde é necessário maior encorajamento é para o desenvolvimento de campos marginais, talvez por causa do impacto do *royalty* e depreciação lenta do imposto de rendimento. Assim, a série mais baixa da partilha de produção pode ser reduzida e/ou os níveis iniciais elevados (Quadro 12). Por outro lado se se deseja subir a quota do governo dos projectos mais lucrativos então as taxas mais altas podem ser aumentadas ou reduzidas.

Quadro 12. Partilha de produção associada com alguns parâmetros do regime *benchmark* (%)

Benchmark	Aumento da quota do governo		
	15/20	20/18,75	25/23,07
Caso 1	15/20	20/30	25/40
Caso 2	17,5/20	20/30	22,5/40
Caso 3	15/20	20/50	25/25

Uma vez que não se conseguem obter retornos de 15%, os dois campos menos produtivos 200 e 50 mmbbl, não são afectados pelas diferentes estruturas de partilha de produção (Quadro 13). Os campos 100 e 400 mmbbl, com retornos abaixo dos 20% são afectados somente pelas mudanças nas séries mais baixas e apresentam pequenos ganhos nos casos 2 e 3. O aumento na 2ª série de taxas de 18,75% para 30% ou 50% leva a retornos mais baixos para o campo de 1000 mmbbl embora no caso 2 seja quase compensado pela subida da série de nível mais baixo. Os dois campos mais produtivos apresentam uma queda geral dos lucros. Enquanto que o caso 1 é um endurecimento do regime comparado ao *benchmark*; os casos 2 e 3 apresentam formas de reestruturação para encorajar projectos marginais ao mesmo tempo que aumentam a parte do governo dos projectos mais produtivos.

O Quadro 14 mostra um campo de 500 mmbbl em dois cenários de \$15/bbl e \$25/bbl e o impacto da partilha de produção baseada na taxa de retorno nos projectos mais rentáveis e a sua eficiência em obter lucros. Nos termos de 1984, a quota do governo baixa a medida que o preço e lucro sobem, porque a estrutura do regime está virada mais para níveis de produção do que rentabilidade. Nos casos 1, 2 e 3 a quota do governo pode exceder os 80% quando o lucro é muito alto.

Quadro 13. TIR (%) depois do imposto (preço = \$15/bbl)

Campo (mmbbl)	Estrutura da partilha de produção			
	Benchmark	Caso 1	Caso 2	Caso 3
200	12,3	-	-	-
50	14,7	-	-	-
100	18,4	-	0,4	0,3
400	19,4	-	0,4	0,4
1000	22,6	(0,3)	(0,1)	(0,5)
500	27,2	(1,0)	(1,7)	(1,4)
180	27,8	(1,1)	(1,8)	(1,5)

Quadro 14. Quota do governo do *cash flow* líquido para 500 mmbbl (%)

Preço	Regime 1984	Benchmark	Caso 1	Caso 2	Caso 3
\$15/bbl	75	72	75	77	76
\$25/bbl	73	76	82	82	82

Nalguns países a participação do governo no desenvolvimento de campos petrolíferos numa base de interesses, serve para aumentar a quota do governo a níveis que excedam 85%. Em projectos de desenvolvimento o governo pode reduzir os riscos descendentes da contratada enquanto que simultaneamente reduz o potencial dos ganhos ascendentes se o projecto se apresentar super-lucrativo. Este processo de negociar risco descendente contra potencial ascendente pode ser usado em relação ao programa de exploração no caso de Moçambique — uma quota do governo ligeiramente mais baixa pode ser negociado por um programa mais extenso de trabalho.

Um Regime Alternativo

Uma outra proposta de regime inclui:

- *royalty*: 8%
- depreciação: 25% por ano durante quatro anos para o capital despendido
- partilha de produção: 17,5%/20%, 20%/40%, 22,5%/20%.

Esta estrutura tem em conta as conclusões precedentes sobre depreciação, *royalty* e partilha de produção baseada na taxa de retorno. Para encorajar o desenvolvimento, o *royalty* é ligeiramente reduzido e o limite de partilha de produção elevado. Os resultados para este

caso alternativo apresentam-se no Quadro 15 e são comparados com os termos de 1984 e o caso *benchmark*.

A última coluna mostra como a proposta revista se compara ao caso *benchmark*, encorajando áreas menos rentáveis mas tributando de forma mais pesada os campos mais rentáveis. A retenção de 8% de *royalty* também dá ao governo oportunidade, caso ele pretenda encorajar projectos marginais.

Por exemplo as taxas de retorno nos campos de 200 e 50 mmbbl poderiam ser elevados de 12,9% e 15,2% respectivamente para 15% e 17,1% pela renúncia ao *royalty* enquanto os rebates de *royalty* (não sujeitos à impostos sobre rendimento ou partilha de produção) poderiam ter impacto ainda maior.

Quadro 15. TIR (%) depois do imposto para o regime alternativo (preço = \$15/bbl)

Campo (mmbbl)	1984	<i>Benchmark</i>		Alternativo	
200	6,6	12,3	(5,7)	12,9	(0,6)
50	11,0	14,7	(3,7)	15,2	(0,5)
100	14,1	18,4	(4,3)	19,3	(0,9)
400	13,1	19,4	(6,3)	20,1	(0,7)
1000	14,5	22,6	(8,1)	22,5	(-0,1)
500	20,0	27,2	(7,2)	26,0	(-1,2)
180	26,4	27,8	(1,4)	26,6	(-1,2)
500 @ \$25	33,1	38,9	(5,8)	36,3	(-2,6)

Nota: Os valores entre parêntese referem-se à diferença em relação regime de 1984

Termos Fiscais: Comparação de Alternativas

Foram identificados vários problemas com os termos fiscais actuais:

- regressividade;
- impedimento ao desenvolvimento;
- instabilidade contratual; e
- variabilidade em função do tamanho da área.

Foram combinados os resultados obtidos anteriormente para fazer uma comparação das alternativas identificadas (Quadro 16). As alternativas fiscais analisadas são os regimes de: 1984; 1984 modificado; 1984 e partilha de produção baseada na taxa de retorno (PPTR); *benchmark*; e alternativo. Os termos detalhados de qualquer das estruturas podem variar de modo a tornar o regime na sua totalidade mais ou menos claro ou para estruturar o impacto entre as áreas de produção variável ou de características de rentáveis. No entanto esta comparação dá uma imagem das estruturas fiscais e do seu comportamento.

Quadro 16. Comparação dos termos fiscais

Regime	Encargo de produção	Depreciação	Base da partilha de produção	Partilha de produção
Regime de 1984	15%	12,5% anuais durante 8 anos	produção	20.000/10% 30.000/20% 50.000/50%
Alteração do regime de 1984	7,5%	100% anuais durante 1 ano	produção	20.000/0% 30.000/25% 50.000/55%
1984 e PPTR	15%	12,5% anuais durante 8 anos	rentabilidade	15%/20% 20%/18,75% 25%/23,007%
<i>Benchmark</i>	10%	25% anuais durante 4 anos	rentabilidade	15%/20% 20%/18,75% 25%/23,007%
Alternativo	8%	25% anuais durante 4 anos	rentabilidade	17,5%/20% 20%/40% 22,5%/20%

As taxas de retorno depois dos impostos para os diferentes regimes alternativos ao regime de 1984 representam largas concessões destinadas a aliviar o problema de impedimento do desenvolvimento como poderemos constatar (Quadro 17):

- O regime de 1984 representa uma concessão, com uma tendência a beneficiar mais os campos menores.
- O regime de 1984 e partilha de produção baseada na taxa de retorno (PPTR), é menos concessionário mas é comum a todo os regimes de rentabilidade e beneficia mais campos maiores.
- O caso *benchmark* é estruturalmente similar ao 1984 e partilha de produção baseada na taxa de retorno, mas mais concessionário. Enquanto o regime alternativo é o mais generoso no que respeita à perspectivas marginais é menos generoso para os campos mais rentáveis.

Quadro 17. Taxa de retorno depois do imposto dos vários regimes (%)

Campo (mmbbl)	Preço (\$/bbl)	TIR antes do imposto	Depois do imposto				
			1984	Alterado 1984	1984+ PPTR	Bench- mark	Alternati vo
200	15	23,6	6,6	5,1	2,8	5,7	6,3
50	15	25,4	11,0	4,4	1,3	3,7	4,2
100	15	32,3	14,1	5,0	1,6	4,3	5,2
400	15	33,2	13,1	3,9	3,6	6,3	7,0
1000	15	38,8	14,5	3,7	5,8	8,1	8,0
500	15	49,4	20,5	4,9	4,7	7,2	6,0
180	15	48,2	26,4	5,4	(0,3)	1,4	0,2
50	25	42,1	21,4	6,7	0,4	2,8	2,2
400	25	51,9	23,4	5,8	2,8	5,4	4,0
500	25	72,6	33,1	2,8	2,8	5,8	3,2

Nota: Os valores referidos nos regimes referem-se á diferença em relação ao regime de 1984.

As quotas do governo no *cash flow* líquido apresentam-se no Quadro 18. Os sinais de regressividade estão claramente patentes nos regimes de 1984 e no regime modificado de 1984, mas nos restantes três regimes mostram crescentes graus de progressividade. O regime alternativo com uma taxa de retorno alta mostra que a quota máxima do governo das áreas altamente rentáveis é de 80%. Nos outros regimes as quotas do governo atingem cerca de 77% enquanto que a produção varia de acordo com o tamanho do campo, mas atingindo um máximo de cerca de 75% em campos maiores.

No Quadro 19 temos as quotas do governo do *cash flow* líquido descontados a uma taxa de 10%, os valores em asteriscos mostram o grau de impedância ao desenvolvimento. Dado que a maior parte dos regimes alternativos representa concessões em *front-end loading* e as suas quotas descontadas são geralmente (ainda que nem sempre — veja-se a área 180 mmbbl) mais baixas do que no regime 1984. No entanto as diferenças nem sempre são grandes e poderiam ser compensados pela redução do impedimento a desenvolvimento.

Para aqueles campos em que o desenvolvimento está assegurado, o regime modificado de 1984 dá quotas do governo mais baixas. Esta opção dá o mínimo apoio aos projectos marginais porque permanece regressivo e sujeito à instabilidade contratual e variabilidade do tamanho do campo, aparecendo como alternativa menos atractiva.

Quadro 18. Quotas do governo do *cash flow* líquido

Campo (mmbbl)	Preço (\$/bbl)	Cash flow líquido (milhões de dólares)	Regime fiscal (%)				
			1984	Alte- rado 1984	1984 e PPTR	Bench- mark	Alter- nativo
200	15	1.395	79	67	70	63	61
50	15	427	70	58	65	60	59
100	15	903	69	60	66	64	61
400	15	3.843	74	69	66	64	62
1000	15	10.612	78	76	67	67	69
500	15	5.500	75	72	71	72	76
180	15	2.225	66	60	73	73	77
50	25	928	65(-5)	56(-2)	69(4)	68(8)	73(14)
400	25	7.833	71(-1)	68(-1)	73(9)	73(9)	77(15)
500	25	10.500	73(-2)	71(-1)	77(5)	77(5)	80(4)

Nota: Os valores entre parenteses mostram as alterações em relação ao preço de \$15/bbl.

Quadro 19. Quota do governo (taxa de desconto = 10%)

Campo (mmbbl)	Preço (\$/bbl)	Cash flow líquido (milhões de dólares)	Regime fiscal (%)				
			1984	Alte- rado 1984	1984 e PPTR	Bench- mark	Alternati- vo
200	15	355	120 *	91 *	104 *	87 *	84 *
50	15	104	95 *	74 *	89 *	78 *	75 *
100	15	270	87 *	71 *	81 *	74 *	64 *
400	15	947	91 *	81 *	79 *	73 *	70
1000	15	3.100	90 *	84 *	76	73	74
500	15	1.787	84	78	76	75	79
180	15	681	72	64	76	75	79
50	25	272	74	60	76	73	76
400	25	2.153	79	73	77	76	79
500	25	3.625	78	75	79	78	81

Os dados de *cash flow* do governo, que são independentes dos custos de exploração falhados mostram uma pequena diferença entre os quatro regimes alternativos, os quais apresentam melhores resultados que os termos de 1984, e são uma boa indicação sobre a forma como a concessão nas taxas pode aumentar as receitas, estimulando o desenvolvimento da actividade. De facto, o aumento da receita esperada poderia ser ainda mais dramático uma vez que a concessão parece aumentar a actividade explorativa que é necessariamente o percurso do desenvolvimento. Ainda que exista pouca escolha entre os quatro regimes alternativos, a reduzida impedância de desenvolvimento do caso *benchmark* e dos regimes alternativos concorrem para algum melhoramento no cenário de \$15/bbl.

A metodologia usada assume campos que não conseguem ter um critério de admissibilidade comercial. Na prática onde a taxa de retorno antes do imposto é adequada, o governo ou a ENH poderiam desenvolver os campos depois do abandono pelo contratado. O custo de utilização de um agente diminuiu o retorno do governo, no entanto, era necessário ao governo criar o seu capital de risco no investimento inicial. Uma vez que campos que falham nos testes de admissibilidade parecem ser moderadamente rentáveis, o governo poderia provavelmente encontrar dificuldades em conseguir os fundos necessários mesmo que pretendesse suportar ele próprio os riscos. Por estas razões as hipótese do modelo provavelmente não são irracionais.

Conclusões e Recomendações

Depois de uma análise das várias propostas de regime, tendo em conta os diversos parâmetros e as suas particularidades, como podemos verificar anteriormente, conclui-se que:

- Os termos fiscais em Moçambique são regressivos, impedem significativamente o desenvolvimento. A parte que cabe ao governo é muito baixa nos jazigos altamente lucrativos, e os seus efeitos variam grandemente de acordo com a dimensão do campo. Ainda que as incertezas sejam grandes nesta fase, os dados utilizados sugerem que estas desvantagens são práticas quanto teóricas e poderiam impedir a actividade da exploração.
- Para aumentar os incentivos de exploração, o encargo de produção (o elemento regressivo do regime) deveria ser reduzido numa escala de 7,5% a 10%. Não se recomendando a sua abolição uma vez que ele dá ao governo a oportunidade para promover actividades via abandono, renúncia ou redução do encargo de produção.
- A prática internacional criou incentivos nas companhias de petróleo e assim a taxa de depreciação para os custos de exploração deveriam ser acelerados, 100% por ano, e a depreciação dos custos de desenvolvimento deveria ser de 25% por ano.
- Para injectar uma certa progressividade no regime e aliviar o problema de instabilidade contratual, a partilha de produção deveria ser baseada na taxa de retorno do contratado. Dentro dum sistema desse tipo, a quota máxima para o governo no caso do jazigos mais rentáveis estaria entre 80% e 85%.

- Reduzir o imposto de rendimento de 50% para 45%, tendo em conta o exemplo de outros países que tem mais competitividade.
- Continuar a isenção dos direitos alfandegários e emolumentos gerais aduaneiros.
- Proposta de regime para Moçambique

<i>Royalty</i>	(mínimo 5%)
Petróleo bruto para recuperação dos custos	75%
Taxa de retorno da contratada	Quota da ENH
Até 15%	20%
15% - 20%	30%
20% - 25%	50%
Superior a 25%	70%
Imposto de rendimento	45%
Taxa depreciação	
Custos de exploração	100%/ano
Custos de desenvolvimento	25%/ano
Direitos aduaneiros	isento

Um regime do tipo alternativo poderia ser a melhor alternativa, porque é mais progressivo que um regime do tipo de *benchmark*. A introdução da partilha de produção baseada na taxa de retorno, com outros parâmetros do regime corrente inalterado, representaria uma melhoria significativa, ao passo que a modificação dos parâmetros existentes com a estrutura inalterada, conseguiria apenas uma modesta melhoria.

Incorporação no Contrato Modelo

A revisão necessária ao contrato modelo consiste no artigo 11. Para determinar a taxa nominal à qual os *cash flows* são compostos, e pode utilizar-se o método multiplicativo — $(1 + x)(1 + i)$ — onde x é a taxa real limite, i , é a alteração no índice da inflação acordada, ou, uma forma alternativa que é o método aditivo: $1 + (x + i)$. O método aditivo de uma taxa nominal mais baixa especialmente quando a inflação é alta dando portanto, ao contratante menor protecção contra uma alteração imprevista da taxa de inflação. Por exemplo, se $x = 15\%$ e $i = 20\%$ (taxa de inflação relativamente alta) os resultados seriam:

Método multiplicativo: $(1+0,15)(1+0,2) = 38\%$ taxa nominal

Método aditivo: $1 + (0,15 + 0,2) = 35\%$ taxa nominal.

Apesar das diferenças entre os dois métodos serem mínimas sugere-se que o uso do método aditivo nas negociações iniciais.

Depois de haver decidido conseqüentemente sobre que modificações fazer às exigências fiscais existentes, conseqüentemente correções ao sistema legal serão necessárias. Especificamente, as correções ao Contrato Modelo de Partilha de Produção, (Regulamento para taxa da produção de petróleo) da taxa legislativa suplementar (Decreto 14/82 de 3/12/82) e do diploma ministerial de 20/05/83 relativa à esta legislação suplementar. No contrato modelo, para além das correções decorrentes das alterações no regime fiscal, será necessário providenciar regras de abandono das áreas, melhorando o texto existente.

Anexo 1. Modelo de campo de petróleo¹

1. A análise internacional de termos fiscais são analisados, tendo em conta suposições hipotéticas de jazigos. Toma-se como exemplo um campo com reservas recuperáveis de 180 mmbbl.
2. O campo de 180 mmbbl tem as seguintes características:
 - 3 anos de pesquisa (\$22 milhões).
 - 5 anos de desenvolvimento (\$400 milhões).
 - 19 anos de produção com início no 7º ano de desenvolvimento.
 - O nível de produção é atingido no 3º ano e mantido ao nível de 18 mmbbl/ano (equivalente a 10% das reservas recuperáveis) durante quatro anos, depois a produção diminui nos seguintes 13 anos.
 - Os custos anuais de operação são mantidos constantes ao nível de (\$21 milhões a preços constantes) diminuindo nos últimos dois anos.
3. Para todos os campos assume-se que não há produtos associados, gás natural ou líquido são produzidos em associação com o petróleo.



¹ Commonwealth Secretariat (1991:61)

Quadro A1. Exemplo de cálculo para um campo de 180 mmb1

Ano	Custos de exploração (\$ milhões)	Custo de desenvolvimento (\$ milhões)	Custos de produção (\$ milhões)	Produção mmb1
1	2			
2	12			
3	18			
4		50		
5		105		
6		140		
7		70	21	7,2
8		35	21	12,6
9			21	18,0
10			21	18,0
11			21	18,0
12			21	18,0
13			21	15,3
14			21	13,0
15			21	11,0
16			21	9,4
17			21	7,9
18			21	6,8
19			21	5,8
20			21	4,9
21			21	4,1
22			21	3,6
23			21	3,1
24			15	2,0
25			10	1,3
Total	32	400	382	180

Nota: Os preços são constantes, e a taxa de inflação é de 3%.

Ring Fencing

A prática internacional é que as taxas são cobradas a todas as companhias, tais como o imposto de rendimento, e são dirigidos para a produção de petróleo visto que impostos especiais para extrair uma quota extra de lucros inesperados, assim como a taxa de retorno e a partilha de produção são dirigidos numa base de campo a campo.

Imposto de Rendimento

O imposto de rendimento poderia ser completamente dirigido, isto é, não teria em conta a actividade fora do sector de produção de petróleo enquanto que perdas dentro deste sector fossem compensadas pelas receitas de impostos gerados por outras actividades rentáveis. Na prática poucas companhias de petróleo parecem ter interesses significantes noutros sectores da economia em Moçambique e portanto na maior parte dos casos a distinção seria apenas de carácter académico. No entanto se o contratante tivesse tais interesses, eles seriam capazes de compensar os custos de desenvolvimento dos campos e as despesas de exploração fracassadas com outras obrigações fiscais passando parte do risco de capital para o governo.

Partilha de Produção

A partilha de produção deve ser calculada numa base de campo a campo. Insucessos poderiam permitir que o desenvolvimento dos custos dos últimos campos fossem compensadas pelo pagamento de impostos dos primeiros campos. Neste caso para o imposto de rendimento, o efeito combinado poderia ser o do governo arcar com uma grande parte dos riscos de desenvolvimento na forma de receitas reduzidas ou deferidas.

Interacção entre Imposto de Rendimento e Partilha de Produção

Neste caso a proposta é a de uma taxa de retorno baseada na partilha de produção e calculada depois de se ter uma avaliação do imposto. Despesas de outros campos não seriam consideradas nesta avaliação, e, o ideal seria serem creditadas contra tributação actual depois do pagamento da quota da produção. Por outro lado deveria ser feita uma estimativa das obrigações fiscais (para os últimos campos) a fim de se tomar em conta contribuições anteriormente reivindicadas isto é tais contribuições deveriam ser contabilizadas para que elas fossem realmente usadas ainda que isso implique uma contribuição negativa em alguns anos. O efeito total para o último campo seria para o governo obter uma quota, através de redução no imposto de rendimento, no desenvolvimento do custo mas aumentando o imposto e pagamento de partilha subsequentes.

Como exemplo, um campo de 400 mmbbl a \$15/bbl usando os termos fiscais *benchmark*, primeiro como um campo independente e depois assumindo que as obrigações fiscais nos outros campos eram suficientes para o novo desenvolvimento utilizasse na íntegra todos os seus descontos fiscais nos anos em que eles estiverem disponíveis (Quadro A2). As

regras propostas para o direccionamento podem elevar ligeiramente as taxas de retorno com pequeno impacto no *cash flow* descontado do governo.

Quadro A2. Interação entre imposto de rendimento e partilha de produção

	Independentes	Com outros Campos
Taxa de retorno antes do imposto	33,2%	33,2%
Taxa de retorno depois de imposto	19,4%	21,7%
Quota do governo NCF (não descontado)	64,0%	66,0%
Quota do governo no NCF (taxa 10%)	73,0%	72,0%
Imposto de rendimento total (não descontado)	\$1.482mm	\$1.327mm
Pagamentos PS totais	\$361mm	\$619mm
Primeiro ano de pagamento PS	2001	2000

Tratamento das Despesas de Exploração Fracassadas

Dado o direccionamento proposto, não seria possível reclamar custos de exploração falhados sujeitas a imposto até que pelo menos um campo esteja em produção.

Imposto de Rendimento

Se o campo gera obrigações sujeitas à imposto, os custos de exploração falhada poderiam ser depreciadas contra essas obrigações, da mesma forma que o desenvolvimento dos custos dos outros campos. A questão agora é qual a taxa de depreciação permitida? Nalguns países, tais custos são depreciados em 100% no primeiro ano. Uma alteração de 100% para 25% punha em causa a taxa efectiva de desconto de 10% por ano de 50% para 43,5% com zero inflação e o mesmo ajustando de 41% com 5% de inflação. Isto ainda representa uma taxa significativa e não existe razão prática óbvia para permitir uma depreciação mais rápida dos custos de exploração abortiva.

Na prática, qualquer custo falhado terá que esperar vários anos pela taxa efectiva de desconto mesmo quando descobertas são feitas posteriormente, e este atraso facilmente diminui o impacto das pequenas alterações nas taxas de depreciação permitidas.

Partilha de Produção

Ainda que não seja estritamente um custo do campo, constitui prática internacional comum permitir que os custos falhados de exploração sejam compensados pelas taxas de campos dirigidos tais como a taxa de retorno de partilha de produção. Para reduzir os riscos, poder-se-ia especificar que custos falhados de sondagem deveriam ser permitidos contra pagamentos de partilha de produção doutros campos só depois do campo ter sido requisitado ou que um

certo período tenha passado (ex., 10 anos) depois dos gastos. Onde os custos falhados de exploração são permitidos contra partilha de produção, tanto nos campos já existentes como nos futuros, estes custos não deveriam entrar na partilha de produção. Deveriam ser computados mas pelo contrário deveriam ser descontados quando as quotas da produção se tornassem pagáveis, com os montantes não descontáveis sendo transferida somente em termos nominais.

Estabelecimento da Taxa de Retorno na Partilha de Produção-Determinação da Estrutura e Termos

Os acordos sobre a partilha de produção poderiam ser estabelecidos (por estatuto) em termos gerais ou objecto de negociação contrato por contrato, por forma a permitir maior flexibilidade e considerar as condições de mercado na altura das negociações. Contudo uma grande abertura poderia levar a confusões nas negociações. Recomenda-se que os níveis limites sejam estabelecidos *a priori*, em 15% na serie 1, 20% na serie 2, e 25% na serie 3 e que as negociações se centrem nestas taxas. A taxa total combinado poderia também ser estabelecida ex-ante por exemplo em 60%, para dar uma taxa marginal de retorno combinada com encargo de produção e imposto de rendimento de 82% (com 10% de encargo de produção). Negociações decidiram então a subida para mais de 60% nas outras partes. O procedimento acima seria suficiente se o encargo de produção fosse reduzido para 10%, mas se se decide 15%, então será necessário maior flexibilidade negocial sobre os limites e taxas.

Referências

- ADL (Arthur D. Little). 1981a. Biding for exploration acreage. Relatório para a Secretaria de Estado do Carvão e Hidrocarbonetos. Maputo.
- ADL. 1981b. Review of oil company meetings regarding exploration in Mozambique. Relatório para a Secretaria de Estado do Carvão e Hidrocarbonetos.
- ADL. 1987. Status report: New Mozambique exploration and production. Relatório para o Secretaria de Estado do Carvão e Hidrocarbonetos.
- Contador, Claudio. 1981. *Avaliação Social de Projetos*. São Paulo: Atlas.
- Eco, H. 1988. *Como se Faz uma Tese*. Lisboa: Presença.
- ENH (Empresa Nacional de Hidrocarbonetos). 1984. Contrato de partilha de produção. Contrato entre Moçambique, ENH, e AMOCO.
- LLOYD'S List International. 1991. *The North Sea* (Maio).
- U.S. Department of Energy. 1992. *Weekly Petroleum Status Report*.
- UNCTC. 1987. Financial and fiscal aspects of petroleum exploitation. UNCTC Advisory Studies N° 3, Série B.
- Wolter, S. e Mathias, W. 1987. *Projetos*. São Paulo: Atlas.

