



IBP1327_06

CAMPOS MADUROS: ATRATIVIDADE, DECISÃO ECONÔMICA E MECANISMOS DE VIABILIZAÇÃO.

Regis R. Motta¹, Thereza C. Aquino²,
Fernando M. Mendes³, Jaime T. Naveiro⁴

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor (es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

Resumo

Segundo Guimarães (2005), podemos considerar campos maduros de petróleo aqueles que apresentam estratégia de produção inicial já definida e implementada, com o nível de produção geralmente em declínio. Estes campos se caracterizam por um grau de incerteza inferior aqueles que estão em fase de delimitação ou desenvolvimento. A viabilidade econômica da operação desses campos normalmente é reduzida e decrescente, em função da produção declinante de óleo e da elevada carga tributária, compreendendo os impostos e as participações governamentais. É notório que o Brasil possui uma quantidade relevante de campos que se encontram neste estágio e futuramente serão acompanhados por vários outros da Bacia de Campos, que estarão nesta categoria de maturação de exploração. Questiona-se se é interessante ao país deixar essas acumulações sem produzir. O presente estudo analisa essas questões e através de um modelo de avaliação econômica de um campo caracterizado como maduro, demonstra a existência dos “pontos de gatilho”, os quais representam o momento limite da viabilidade econômica do projeto. A partir deste ponto, o operador privado encerraria suas atividades, acabando com a receita do empresário e do governo, e abandonando o campo com acumulações de óleo remanescentes. Os resultados da análise de um exemplo hipotético mostram que uma redução no *government take* poderá viabilizar o projeto, criando receitas e arrecadações futuras, que antes não existiriam e podem inclusive superar o montante de incentivo oferecido.

Abstract

According to Guimarães (2005) we can consider mature oil fields those that present an initial production strategy already defined and implemented, with the production level usually in decline. These fields are characterized by a lower degree of uncertainty in relation to those that are in appraisal phase or being developed. The economical feasibility of those fields' operation is usually reduced and declining, due to the reduced oil production and the high tax burden, comprehending the taxes and the government participations. It is well known that Brazil possesses a relevant amount of fields of this nature and hereafter will be accompanied by several others from Campos' Basin, which will be in this maturation category of exploitation. It is not sure whether it is interesting for the country to leave those accumulations without being produced. This article helps answering those questions through an economic evaluation model of a mature field, showing the existence of “trigger points”, which represent the limit of the project's economic feasibility. From this point on, the private operator would take his activities to an end, causing both the entrepreneur and the government to loose the income related to the project and leaving the field with remaining oil reserves. The results of the analysis of a hypothetical example show that some reduction in the government take can make the project feasible, creating future income and tax collection, which previously would not exist and can even surpass the initial tax reduction amount.

¹ Professor – UFRJ/EP/DEI

² Doutoranda – Economia Mineral – UFRJ/Geologia

³ Engenheiro de Produção – UFRJ/EP

⁴ Engenheiro de Produção – UFRJ/EP

1. Introdução

O Brasil atingiu sua auto-suficiência em petróleo. O consumo per capita anual é de cerca de quatro barris, nível extremamente baixo, quando comparado com a média de dez barris observada nos países europeus. Considerando que o produto interno do país venha crescer a taxas significativas, isso se refletirá num aumento do consumo do petróleo, tendo em vista a alta correlação existente. Essa situação poderá ser ainda mais agravada, caso o planejamento energético não considere uma reavaliação do potencial petrolífero em diversas frentes, já que o Brasil é, atualmente, dependente do óleo da Bacia de Campos, com 89% das reservas provadas e 85% da produção nacional. Esta necessidade de viabilizar outras fontes de petróleo é especialmente urgente, dado que a atual relação reservas/produção, de 16,9 anos, é a mais baixa de todo o último quinquênio.

Uma fonte em potencial para o aumento das reservas nacionais são os campos de petróleo em estágio maduro de exploração. Esses campos, muitos dos quais em fim de vida produtiva, representam um desafio operacional, dado que sua rentabilidade e mesmo viabilidade econômica vai se tornando marginal com o passar do tempo. Isto ocorre porque a fim de poder recuperar estas reservas, a operação destes campos deve utilizar novas tecnologias (muitas vezes de recuperação secundária ou terciária) que implicam em investimentos elevados, necessários para a manutenção da produção e o controle ambiental.

Os preços nos patamares atuais poderão, temporariamente, viabilizar estes campos, porém as decisões de investimento e operação têm de estar suportadas por cenários de preços de robustez e de longo prazo, que se apresentam em patamares inferiores aos observados atualmente.

O presente artigo pretende demonstrar que existe um ponto de equilíbrio (aqui caracterizado como “gatilho”), abaixo do qual os campos maduros necessitam da redução do *government take* a fim de se tornarem de exploração viável. Através da aplicação de métodos estatísticos e de análise de decisão econômica e investimentos, será modelado o mecanismo de gatilho para a aplicação da carga tributária adequada, procurando estimular os investimentos e a recuperação adicional de reservas, possibilitando a manutenção ou mesmo o aumento de receita governamental com estes projetos.

2. Contextualização

A abertura do mercado nacional de petróleo à concorrência nacional e internacional, conforme a lei n.9478/97, modificou a estrutura da indústria de *upstream*, anteriormente caracterizada pelo monopólio da Petrobras. Os diversos agentes econômicos que passaram a atuar na indústria levaram a que se configurasse uma competição diferenciada para os diferentes tipos de ativos, os chamados de áreas de nova fronteira, os campos maduros-em adiantado estágio de produção-, e os campos de rentabilidade marginal. À Petrobras, como empresa incumbente, coube decidir seu portfolio com base nos campos existentes, traçando uma estratégia de privilegiar os maiores campos, como forma de atrair e alavancar as parcerias com as novas firmas entrantes. A devolução à ANP de ativos denominados maduros, e o oferecimento destes aos potenciais interessados, teve em 2001 um resultado nada satisfatório. Provavelmente, algumas das razões para o insucesso desses leilões passaram pelo baixo volume restante dos campos, por estarem depletados ou por serem reservatórios pequenos; por alguns campos apresentarem um óleo pesado, com grau API baixo, diminuindo sua atratividade comercial e pelo impacto da estrutura tributária nestes tipos de campos, que oneram sobremaneira o ativo, o qual, pelas suas características não apresenta condições de viabilização de receitas compatíveis com a estrutura de custos requerida.

A Petrobras, em 2004, sustou uma segunda rodada de leilões de campos maduros de seu portfolio, devido aos impactos da regulamentação da ANP para cessão total de direitos de campos maduros, formalizado por meio da Portaria ANP 279/2003, de 31/10/2003, sem ainda ter definido um novo evento.

Na sétima rodada (2005) foram colocados à disposição dos interessados, separados dos blocos com risco exploratório, diversos campos em fase madura de exploração. Inclusive, é prevista ainda para o corrente ano uma outra rodada exclusiva para estes tipos de campos. Com essa medida, a ANP vem buscando fomentar a participação de pequenos produtores nacionais no mercado de produção de petróleo no Brasil. Isto porque estes campos já se encontram em estado avançado de exploração, e apresentam alguns fatores que fazem as grandes empresas produtoras reavaliarem a sua economicidade dado que estas possuem um alto *overhead*. Como exemplo destes fatores pode-se citar a produção em declínio e relativamente baixa, alto custo de produção e necessidade de emprego de técnicas avançadas para localizar o óleo móvel.

Atualmente, a indústria brasileira conta com dez pequenas empresas com ativos em exploração e produção de petróleo, as quais concentram sua produção nas porções terrestres das bacias do Recôncavo, Potiguar e Sergipe-Alagoas. Estas bacias já se encontram em estado avançado de exploração e são consideradas maduras, e por este motivo

a produção de menor escala, principalmente aquela em áreas sem risco exploratório, está centralizada nestas bacias. No nordeste brasileiro e no estado do Espírito Santo existem muitos campos pequenos de óleos pesados e baixa produtividade, alguns em produção há mais de vinte anos, que para continuar produzindo de forma rentável necessitam de uma redução do custo por barril.

A reduzida representatividade do número de empresas atuando nessas áreas demonstra a baixa atratividade dos campos maduros. As exigibilidades governamentais sobre os recursos não renováveis afetam a estratégia de produção, diminuem o volume da reserva economicamente recuperável com impactos diretos sobre a atividade produtiva. Existem no mundo mais de 250 regimes fiscais aplicáveis à exploração e produção de petróleo, que se caracterizam pela sua regressividade em relação ao volume de reservas recuperáveis, ou seja, na maioria dos países os regimes tornam os pequenos campos não econômicos. Também se verifica que a carga fiscal é significativa no início dos investimentos, impactando os retornos do projeto e reduzindo a sua atratividade. Entretanto, alguns poucos países como os Estados Unidos, a Noruega, o Canadá e o Reino Unido, adotaram programas de incentivo à produção em campos maduros e marginais existentes nas suas províncias petrolíferas.

No Brasil, a estrutura do *government take* para estes tipos de ativos segue o padrão internacional. Cabe a ANP definir o nível de royalties a ser pago pela concessionária nos casos em que se configurar de baixa economicidade, conforme determinado em lei. No último leilão a agência adotou o nível de 5%, que é o limite inferior previsto na lei, no entanto, esta redução poderá não ser suficiente para a viabilização desses empreendimentos. Afinal, como se diz popularmente: 2% de alguma coisa é melhor que 5% de nada!

3. Metodologia e Modelo de Viabilidade Econômica

O principal objetivo dessa análise é avaliar o potencial econômico resultante do desenvolvimento de um campo marginal com foco no impacto da tributação e das participações governamentais.

A figura 1 mostra o fluxograma lógico por trás deste artigo, explicitando as hipóteses levantadas e suas consequências.

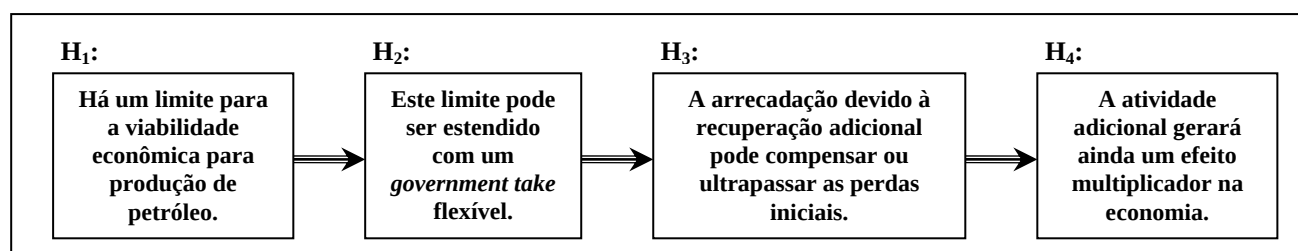


Figura 1 – Fluxograma lógico por trás da idéia do “gatilho” para o *government take*.

A partir da construção destas hipóteses, a metodologia para abordar o problema de caracterização do limite de viabilidade econômica dos projetos de exploração e produção de petróleo nas condições propostas passa pelas seguintes etapas:

1. Definição de um modelo de avaliação econômica para estes projetos de investimentos.
2. Caracterização do modelo de negócios de exploração e produção de petróleo.
3. Determinação, com estes modelos, dos limites de viabilidade econômica dos projetos, ou “pontos de gatilho”.
4. Modelagem da nova carga tributária, com redução relativa do *government take*, a ser aplicada a partir dos pontos de gatilho.
5. Verificação da arrecadação total do novo modelo e comparação com a arrecadação total do caso base.

3.1. Seleção do Modelo de Avaliação Econômica

Assim sendo, para a primeira etapa, a seleção de um modelo de avaliação econômica, devem-se levar em conta as peculiaridades dos projetos de exploração e produção de petróleo. Adotamos o modelo de avaliação econômica de oportunidades de exploração e produção de petróleo utilizado por Motta et al. (2004), esquematicamente representado abaixo:

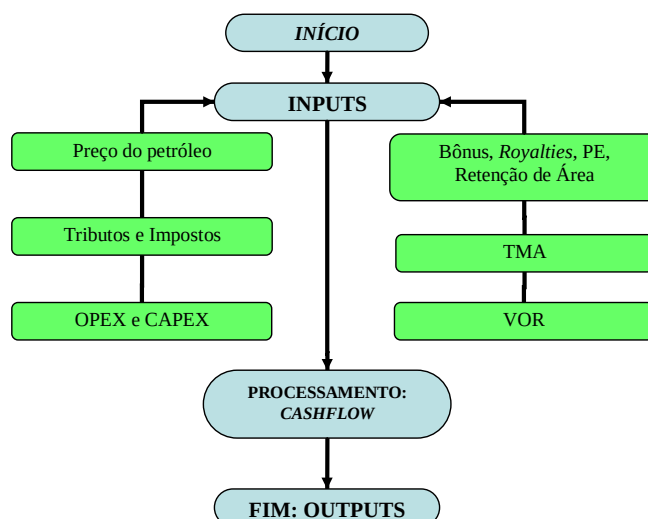


Figura 2 – Modelo de Avaliação Econômica de Oportunidades de Exploração e Produção de Petróleo

O modelo utiliza as variáveis exógenas indicadas para compor os fluxos de caixa esperados para os projetos e com base neste fluxo de caixa previsto fornece os principais indicadores de retorno e rentabilidade abordados por Motta e Calôba (2002), os quais são utilizados para avaliar a viabilidade econômico-financeira do projeto.

Para executar as etapas propostas tratadas na metodologia, será tomado como base um projeto hipotético de pequeno porte executado por uma empresa com uma estrutura enxuta e de escala igualmente reduzida (as premissas de custo refletem estas hipóteses) e um cenário típico para variáveis ambientais e exógenas.

A caracterização de campo maduro adotado no modelo é um campo de petróleo *onshore*, com volume recuperável inferior a 300.000 barris ano, tendo já produzido há 10 anos.

A tabela 1 mostra de forma sintética as principais premissas adotadas para alimentar o modelo de avaliação escolhido.

Tabela 1. Síntese das premissas.

	2006	2007	2008	2009+
Preço do Brent (US\$/ bbl)	58,00	43,00	38,00	38,00
Taxa de Câmbio	2,45	R\$/US\$		
Pico de Produção	120	bbl/dia		
Poços produtores	1			
TMA	15%			
Reserva recuperável em 7 anos	262.727	bbl		
Custo de Abandono	300.000	US\$ (no últ.ano de resultado positivo)		
Bônus de Assinatura	200.000	US\$		
CAPEX	500.000	US\$		
OPEX	{ 300.000 US\$/ano + 3,15 US\$/bbl			

4. Modelo de Negócios de Exploração e Produção de Petróleo e Limite de Viabilidade Econômica

As etapas do ciclo que compõe o modelo de negócios de exploração e produção de petróleo são representadas na figura abaixo, sendo destacadas aquelas que nos interessam.

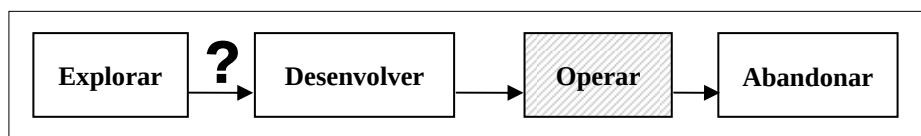


Figura 3 – Representação esquemática do modelo de negócios de exploração e produção de petróleo.

Durante o ciclo de vida típico de um projeto de E&P, uma área é explorada e caso sejam encontradas acumulações de petróleo e gás natural em condições suficientes que indiquem economicidade, estas reservas são desenvolvidas e operadas até o momento em que esta operação passa a não ser mais lucrativa e ocorre o abandono. No caso específico, ao se tratar de campos maduros, o interesse principal é a avaliação das fases de operação e abandono.

A fase de operação de um campo de petróleo só faz sentido se gerar receitas superiores aos custos e assim se manter até que estas receitas sejam insuficientes.

Quando os custos igualam (ou superam) a receita, o projeto se encontra no limite (ou abaixo deste) de viabilidade econômica. Como podemos observar no gráfico abaixo, o projeto hipotético apresenta economicidade até o 7º ano, por isso o operador privado opta por realizar os gastos de abandono (obrigatórios e previamente provisionados) neste ano. Fosse a operação em si do 8º ano viável economicamente, o abandono seria postergado para este ano.

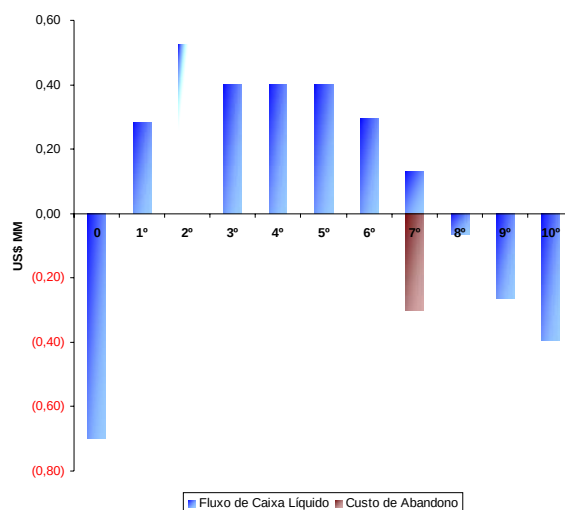


Figura 4 – Fluxo de caixa líquido do projeto.

Por trás deste comportamento apresentado do 8º ano em diante, há o limite de viabilidade econômica do projeto. Com o auxílio de um modelo simplificado de fluxo de caixa descontado e o cenário básico de premissas, estabelecido anteriormente, podem ser realizadas análises de sensibilidade de forma a caracterizar os limites relevantes. Um exemplo de “limite de viabilidade econômica” é apresentado na figura abaixo, que mostra o resultado fluxo de caixa líquido gerado em um ano dado para diferentes níveis de produção.

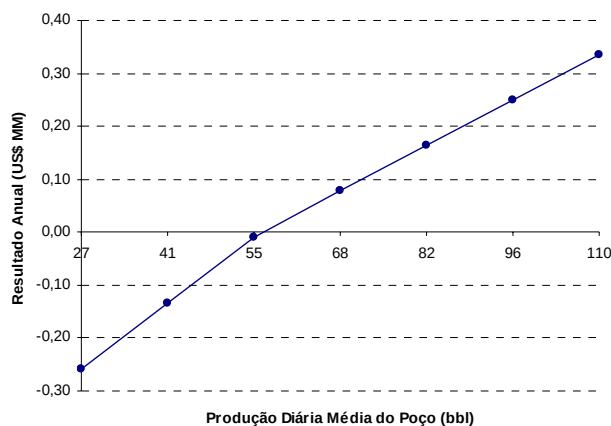


Figura 5 – Limite de viabilidade econômica do projeto.

Assim sendo, estabelece-se um ponto abaixo do qual o nível da produção passa a não ser interessante para o operador. De fato, a depender das premissas adotadas, o valor encontrado para o limite será diferente, porém o que interessa é a verificação da existência deste limite de viabilidade e as implicações deste fato.

Neste cenário, caso seja do interesse do governo viabilizar a recuperação de novas reservas, só existem duas possibilidades para tornar este projeto atrativo para o concessionário: o aumento de receitas ou a redução de custos. Dado que consideramos a receita como uma variável ambiental dada, optamos por atuar sobre os custos. O gráfico abaixo apresenta a aplicação das receitas obtidas pelo projeto.

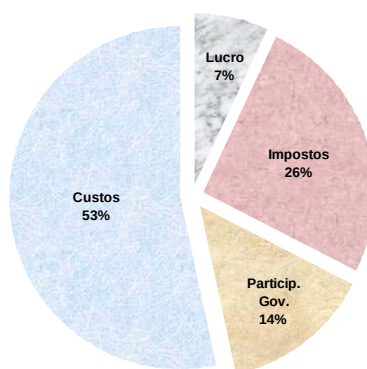


Figura 6 – Aplicação das receitas do projeto.

Como foram adotadas premissas de custo para uma empresa pequena e enxuta, reduzir os custos torna-se uma tarefa de difícil execução, a não ser com o surgimento de novas tecnologias, o que foge ao escopo deste trabalho. A manutenção do pequeno lucro do operador é justamente o ponto crítico, pois a atratividade se reduz significativamente e, assim sendo, cabe examinar a possibilidade de mudanças no *Government Take*, igual a 40% da receita deste projeto, como mostrado na figura 6.

5. “Gatilhos” e Oportunidades para o Governo

Em primeiro lugar, cabe destacar o conceito de “gatilho” (limiar – *threshold*), além do limite de viabilidade econômica estabelecido. Os “pontos de gatilho” são aqueles em que a combinação das premissas adotadas com as variáveis ambientais observadas faz com que um projeto de exploração e produção se encontre no limite entre a viabilidade e a inviabilidade econômica. Vale ressaltar que mesmo a continuação da operação de um campo já em produção pode ser considerada aqui como um projeto.

Procedendo à análise da receita do governo no caso do projeto hipotético, pode-se observar na figura 4 que este empreendimento só deverá produzir até o fim do 7º ano de vida, pois, a partir daí, o fluxo de caixa líquido é negativo. Porém, ao se analisar a arrecadação do governo do 8º ano em diante, verifica-se que somente neste período (sem mencionar as receitas governamentais obtidas anteriormente) ela é superior aos prejuízos do operador, como se pode observar na figura 7.

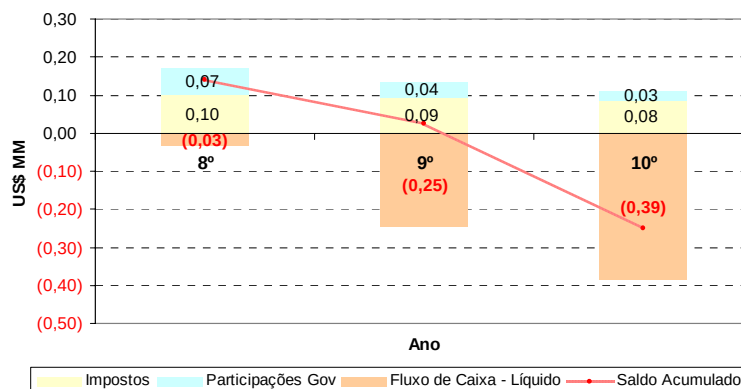


Figura 7 – Fluxo de caixa líquido e receitas do governo para um projeto hipotético

Desta forma, pelo ponto de vista do concessionário as operações seriam encerradas no 7º ano e, simplificando, o governo deixaria de arrecadar, e ainda permaneceriam reservas a serem explotadas. Caberia então a possibilidade de o governo abrir mão de uma parte da arrecadação do 8º e 9º ano, viabilizando os retornos, seja do operador como do Estado e, ao mesmo tempo, incentivando a atividade econômica e a recuperação adicional de reservas implícita neste resultado.

O detalhamento do mecanismo através do qual esta receita seria transferida para os operadores foge ao escopo deste trabalho, porém acreditamos que o verdadeiro desafio é a construção de modelos confiáveis capazes de apontar os reais pontos de gatilho que permitirão viabilizar a recuperação de reservas adicionais sem dar incentivos às áreas já rentáveis.

6. Conclusões

O Brasil conta com uma série de campos considerados em estágio maduro de exploração e outros que, dentro de poucos anos também atingirão este nível, como muitos dos encontrados na Bacia de Campos. Na grande maioria dos casos estes campos apresentam características que os tornam inviáveis economicamente, tendo em vista a sua reduzida capacidade de produção para fazer frente aos altos custos operacionais e de capital, juntamente a uma carga tributária elevada. O resultado é que muitos destes campos permanecem inativos devido à falta de atratividade para o potencial concessionário ou ainda são abandonados depois de concedidos e terminam voltando para a ANP. A agência tem adotado recentemente uma estratégia de privilegiar a licitação de alguns campos desta natureza de forma direcionada às pequenas e médias empresas, na medida em que este tipo de ativo normalmente não interessa a grandes empresas, dada sua rentabilidade reduzida.

A diminuição de uma parcela das participações governamentais poderia ser tratada como uma ferramenta para se buscar maior atratividade destes campos de baixo volume recuperável ou no limite da viabilidade econômica. Uma vez que estes campos, com a aplicação deste benefício, se tornassem ativos, a arrecadação de tributos e participações governamentais, o *Government Take*, se elevaria, já que os campos, de outra maneira, estariam fechados sem atividade devido à inviabilidade. Esta arrecadação poderia, inclusive, superar o montante dos incentivos concedidos, como foi mostrado pelo exemplo.

Os mecanismos de incentivo à produção de campos marginais e maduros existentes nas principais bacias brasileiras em exploração poderiam ser de natureza fiscal. A ANP poderia vincular o benefício às atividades a serem realizadas pelo concessionário, visando à redução do custo operacional, por exemplo, através da melhoria na recuperação dos reservatórios, com investimentos em recuperação adicional do óleo (EOR – *Enhanced Oil Recovery*).

Se o Governo souber utilizar as premissas certas, e construir os modelos de avaliação adequados, atuando no *Government Take* ele pode viabilizar projetos de interesse do país somente a partir dos pontos de gatilho. Desta forma, há garantias de que os recursos que “deixam” de ser arrecadados de fato funcionem para viabilizar a atividade econômica e não são desperdiçados com projetos previamente viáveis. As consequências da viabilização destas reservas adicionais vão desde o aumento da recuperação dos recursos naturais do país, até a geração de emprego e renda devido à execução das atividades complementares necessárias para este fim. Desta forma, através do efeito multiplicador da economia, alavanca-se o potencial de desenvolvimento do país e, principalmente, das regiões produtoras.

8. Referências

- ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, disponível em [http:// www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br).
- BARBOSA, D. H., GUTMAN J., *Government share and economic analysis: case study of Campos basin, Brasil*. SPE 69593, Março/2001
- GUIMARÃES, S., *Metodologia para otimização de estratégias de drenagem para campos de petróleo em produção*. UNICAMP, 2005.
- MENDES, F. *Perspectivas para o mercado de exploração e produção de petróleo no Brasil*, monografia UFRJ não publicada, 2005.
- MOTTA, R. e CALÔBA, G. *Análise de Investimentos – Tomada de Decisão em Projetos Industriais*. Editora Atlas. 2002.
- MOTTA, R., AQUINO, T., CALÔBA G., OLIVIERI, D. e CUNHA, V. *Modelagem e Simulação do Efeito Creaming na Viabilização de Pequenos Campos Produtores de Petróleo*. Simpósio de Pesquisa Operacional e Logística da Marinha, 2004.
- MYERS, Stewart C., BREALEY, Richard A. *Principles of Corporate Finance*. Burr Ridge: McGraw Hill Irwin, 2003. 7ª ed.
- PETROBRAS – Relatórios Anuais, disponível em <http://www.petrobras.com.br>