



IBP1117\_06

## ESTIMATIVA DE PREÇO DE INDIFERENÇA PARA ATIVIDADES DE E&P NO BRASIL: ANÁLISE DO CUSTO DE OPORTUNIDADE DO ATRASO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Alexandre S. Szklo<sup>1</sup>, Jason T. G. Carneiro<sup>2</sup>, Giovanni Machado<sup>3</sup>

### Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação no *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

Este artigo analisa a estratégia de preservação de reservas de petróleo no Brasil por meio do atraso do início da produção de campos já descobertos (reserva provada). Avalia-se o impacto de uma eventual estratégia associada à segurança energética futura do país. Para tanto, foi gerado um Fluxo de Caixa Descontado de Referência (FCD-R) de um projeto de desenvolvimento e produção de um campo de petróleo e gás associado cujo volume provado de óleo, tal como conhecido ao fim da avaliação, fosse de 300 M de barris. A análise é realizada sob a perspectiva do produtor de petróleo, através da estimativa, para esse campo, do preço futuro de petróleo onde se torna indiferente produzir ou atrasar a produção em 5, 10, 15 e 20 anos. Adicionalmente é estimado o valor do estoque de petróleo *in situ* representado pela reserva descoberta, mas não extraída (lifting). Esta estimativa fornece o custo de oportunidade de atrasar a produção (custo da não extração). Este custo se justificaria, em tese, na percepção de que a vulnerabilidade energética do Brasil pode aumentar no futuro.

### Abstract

This article analyzes the strategy of preserving Brazilian oil reserves by delaying the start of the production in a discovered field with proved reserves. The impact of such an eventual strategy, related to the country's future energetic security, is assessed. In order to do that, a Reference Discounted Cash Flow (FCD-R) was created, representing a development and production project of a 300M-barrel oil field, with associated gas, as reported by the end of assessment phase. Analysis is done from the entrepreneur's point of view, by estimating, for such a field, which future oil price may render the project insensitive to a delay of 5, 10, 15 or 20 years in its production beginning. Additionally, the value of the *in situ* oil stock is estimated, being represented by the discovered yet not extracted reserve. That estimate provides the opportunity cost of delaying the production (non-extraction cost). Such a cost would be justified, theoretically, by the perception that Brazilian energetic vulnerability could increase in the future.

### 1. Introdução

Este artigo analisa a estratégia de preservação de reservas de petróleo no Brasil por meio do atraso do início da produção de campos já descobertos (reserva provada). Destarte, avalia a viabilidade econômica e, sobretudo, os custos de uma eventual estratégia de segurança energética futura do país, que envolva atrasar a produção de petróleo. Esse atraso poderia, em princípio, estar-se em duas justificativas básicas não mutuamente exclusivas:

<sup>1</sup> DSc, Engenheiro Químico – Professor Adjunto do PPE/COPPE/UFRJ

<sup>2</sup> MBA, Geólogo / Pesquisador Associado – Lab2M / COPPE / UFRJ

<sup>3</sup> DSc, Economista – Professor Colaborador do PPE/COPPE/UFRJ

- O petróleo terá um preço muito maior no futuro e, portanto, será melhor tornar-se auto-suficiente ou mesmo exportador de petróleo, do que ser importador, nesse futuro. Caberia aqui, então, perscrutar o preço de indiferença em relação a um determinado tempo de atraso de produção (ou o ponto de *break-even* análise). Esse preço de indiferença indicaria qual o valor futuro do petróleo nacional<sup>1</sup> que tornaria indiferente produzir agora a um preço  $p$  ou no futuro a um preço  $(p + \Delta p)$ . Não cabe a este artigo discutir a probabilidade de ocorrência (ou mesmo de permanência) de níveis elevados de preço de petróleo no mercado internacional.<sup>2</sup> No último AEO do US DOE (2006), por exemplo, o preço internacional de petróleo no cenário de referência se mantém, entre 2004 e 2030, em torno de 60 US\$-2004/bbl, podendo chegar, contudo, no cenário de preço alto, a quase 100 US\$-2004/bbl em 2030.<sup>3</sup> Por hipótese, portanto, assumir-se-á que os preços internacionais do petróleo crescerão no futuro, o que justificaria testar a estratégia de atraso de produção.

- O acesso de países, como o Brasil, a fontes exportadoras de petróleo, no futuro, poderá tornar-se incerto, dados, sobretudo, os problemas geopolíticos das regiões que concentram as reservas provadas mundiais de petróleo. Novamente, aqui este problema poderia ser relativizado diante das próprias vulnerabilidades das economias pouco diversificadas dos países produtores de petróleo, sujeitas ainda a pressões de crescimento demográfico e desemprego e dos elevados custos de vigilância e transação do cartel OPEP. Contudo, ainda que o poder de mercado da OPEP seja limitado, a concentração das reservas provadas no Oriente Médio leva a que, no médio prazo, a produção volte a se concentrar nestes países, que também são produtores de menor custo. Conforme WEO-2004 (IEA, 2005), a participação da OPEP na produção deve crescer de 37% em 2002 para 53% em 2030 (ou ligeiramente acima do pico de 1973). Soma-se a isto o fato de que através do Estreito de Hormuz, 15 Mbpd de óleo são transportados atualmente (44% do comércio internacional). Conforme previsões da IEA (2005), este valor deve chegar a 43 Mbpd em 2030 (ou cerca de 66% do comércio internacional). Isso aumenta o problema da vulnerabilidade do acesso aos recursos petrolíferos do Oriente Médio. Assim, novamente, problemas de acesso poderiam levar a uma estratégia de atraso de produção de petróleo no Brasil, em prol da segurança futura de abastecimento. Cabe, assim, perscrutar outra vez qual o tempo de atraso e o custo deste atraso, que seria dado pela “receita sacrificada” por não se produzir em uma reserva já descoberta.

A análise é realizada sob a perspectiva do produtor de petróleo, através da estimativa, para um campo brasileiro típico, do preço futuro de petróleo onde se torna indiferente produzir ou atrasar a produção, após um determinado intervalo de tempo. Adicionalmente, para diferentes patamares de preços de petróleo, é estimado o valor do estoque de petróleo *in situ* representado pela reserva descoberta, mas não extraída (*lifting*). Essa estimativa fornece o custo de oportunidade de atrasar a produção (custo da não extração). Esse custo se justificaria, em tese, na percepção de que a vulnerabilidade energética do Brasil pode aumentar no futuro. Assim, o artigo também discute em que medida as perspectivas de novas descobertas podem ser prejudicadas por um eventual retardo do esforço de E&P. Esse retardo reduziria a aquisição de informações que podem contribuir para o aumento das descobertas, frente ao atual estágio exploratório do país, ainda com reduzido grau de conhecimento das bacias sedimentares.

Note-se aqui, finalmente, que países produtores de petróleo tipo *price-taker*, como o Brasil, normalmente não seguem uma estratégia de controle de produção do tipo da adotada por países *price-maker*, como os grandes produtores da OPEP (Rehrl e Friedrich, 2005). Não se trata aqui de alterar os preços internacionais de petróleo, mediante o controle da produção, mas sim de assumir uma estratégia de redução de vulnerabilidade futura no mercado de petróleo. Assim, este artigo estima os custos desta estratégia e o preço futuro do petróleo que pode torná-la até mesmo rentável do ponto de vista estritamente financeiro. Para tal, na próxima seção serão apresentadas a metodologia e as hipóteses do estudo de caso a ser aplicado para o Brasil. Na seção seguinte a essa, os resultados da aplicação da metodologia a um campo típico no Brasil serão analisados. A última seção apresenta os comentários finais do estudo.

<sup>1</sup> Que é dado pelo preço internacional de um petróleo-marcador (WTI ou BRENT) menos um desconto, em função do peso e da acidez do óleo médio nacional (Szklo *et al.*, 2006).

<sup>2</sup> Por exemplo, Adelman (2002) afirma que o limite físico das reservas não é relevante à análise do esgotamento do petróleo, porque o preço muito elevado pode acabar com a demanda, antes da depleção física: “*a mineral industry runs out of customers before it can run out of mineral*”.

<sup>3</sup> O cenário de preço de petróleo está sujeito a tal nível de incerteza quanto ao aumento das ofertas de petróleo convencional (Iraque e Irã, sobretudo) e não-convencional (Canadá e Venezuela), e quanto à manutenção do crescimento da demanda chinesa (He *et al.*, 2005), especialmente, que o próprio DOE, exatamente um ano antes, previu um cenário de referência de preço na faixa de 35 US\$-2003/bbl, chegando a 50 US\$-2003/bbl no cenário de preço alto (DOE, 2005).

## 2. Metodologia

Para levar a cabo a análise proposta neste trabalho, simula-se o Fluxo de Caixa Descontado (FCD) de um projeto de desenvolvimento e produção de um campo de petróleo e gás associado cujo volume provado de óleo, tal como conhecido ao fim da avaliação, fosse de 300 M de barris. Esse campo, a que chamaremos Campo “P”, produzirá, no mar, em uma bacia como a de Campos, óleo de qualidade semelhante à do campo de Marlim, por 25 anos, a partir do terceiro de 27 anos de seu Contrato de Concessão com a ANP, contados da Declaração de Comercialidade.

A esse fluxo de caixa, que tem início no Ano 1 e se estende até o Ano 27, e que será usado para comparação com as outras situações simuladas, conforme visto adiante, daremos o nome de Fluxo de Caixa Descontado de Referência, ou FCD-R. O FCD-R terá calculado o seu Valor Presente Líquido de Referência, ou VPL-R, e a sua Taxa Interna de Retorno de Referência, ou TIR-R. Com base no FCD-R, serão analisados dois grupos de FCDs, atrasados em 5, 10, 15 e 20 anos, com as seguintes características:

- FCDs com variação de preço, nos quais se procura, mantidos todos os parâmetros de produção e financeiros, estabelecer qual o preço médio por barril que iguala cada VPL ao VPL-R, à mesma Taxa de Desconto utilizada no cálculo do FCD-R. O preço assim calculado seria aquele que, em tese, e do ponto de vista estritamente financeiro, justificaria o atraso de produção do Campo P por 5, 10, 15 ou 20 anos.
- FCDs sem variação de preço, ou seja, nos quais se calcula o impacto do atraso da produção em um projeto cujos parâmetros de produção e financeiros não se alterassem, em 5, 10, 15 e 20 anos.

### 2.1. O Campo P: Curva de Produção

Para a projeção da curva de produção do Campo P, buscou-se uma analogia com a curva apresentada por Almeida (2004), como mostra a Figura 1, a menos de dois elementos:

- Para evitar complexidades no cálculo dos custos operacionais, não serão detalhadas as contribuições, positiva e negativa, de uma possível recuperação secundária ou terciária, ou seja, a produção do Campo P, após o seu pico, o qual acontecerá no 9º ano do projeto, prosseguirá conforme sua curva de declínio natural;
- Para evitar acentuar demais o efeito do desconto financeiro nas simulações de atraso de produção, e para fazer face à perda de receita gerada pelo descarte mencionado no item anterior, resolveu-se antecipar, com relação à curva de Almeida (2004), em dois anos, o início da produção no Campo P.

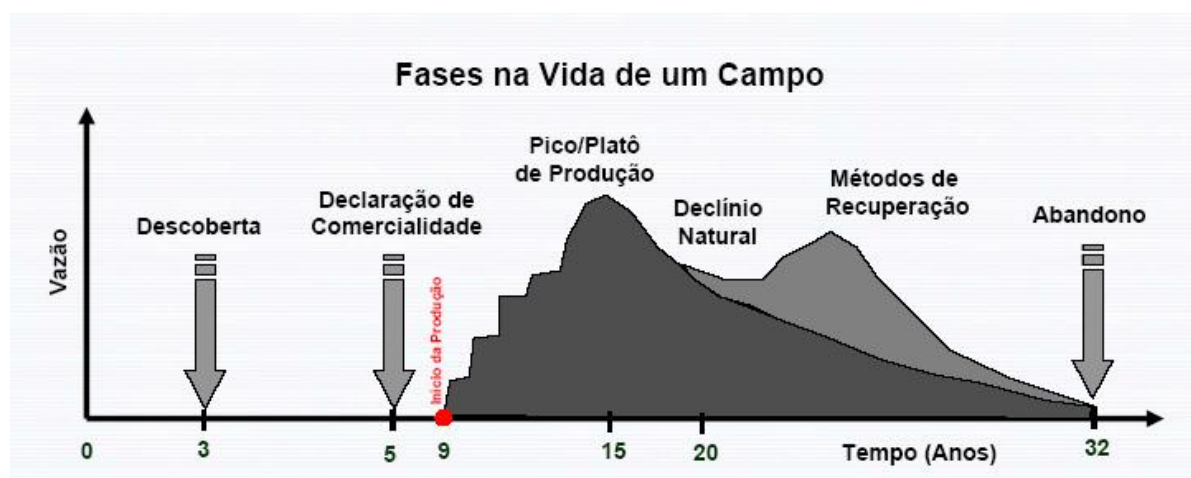


Figura 1. Gráfico mostrando a vida de um campo de petróleo típico, contada a partir do início da exploração. Para fins deste trabalho, usou-se como análogo a curva hachurada em cinza escuro, que tem início no ano de número 9 nesta figura. Modificado de Almeida (2004)

A produção em cada ano, tomada na Figura 1 como uma altura, foi relacionada à soma das demais produções anuais, representando a produção total. Essa relação, em porcentagem, foi aplicada à reserva de 300Mbbl do Campo P e, após os ajustes mencionados acima, resultou nas produções anuais mostradas na Figura 2.

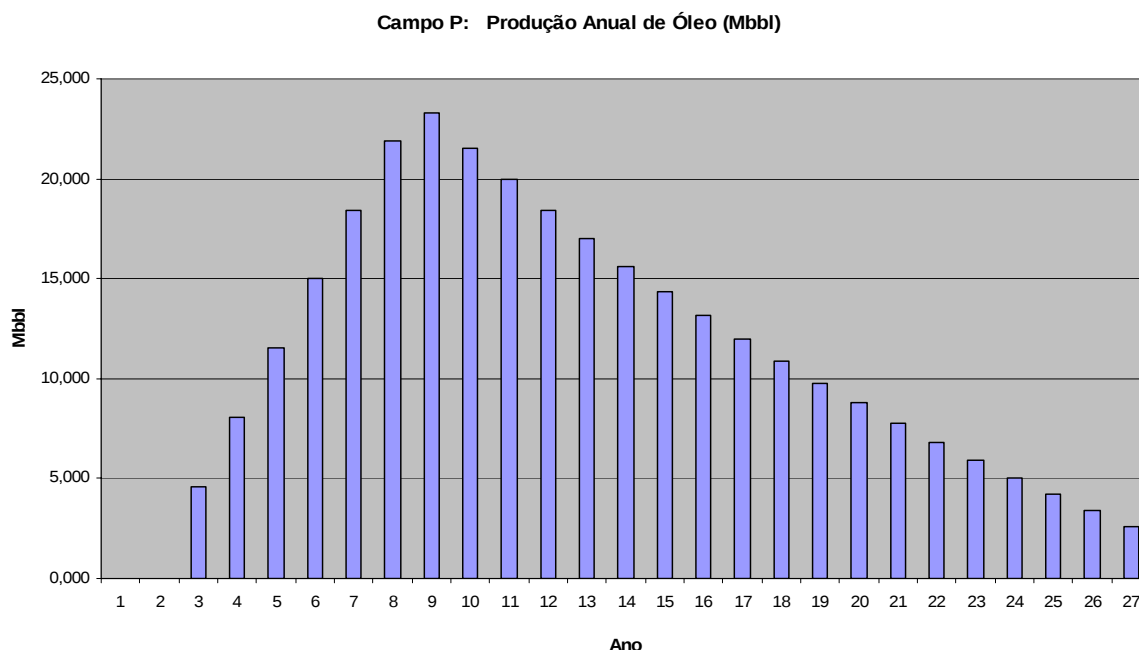


Figura 2. Gráfico mostrando a produção anual do Campo P, com base no análogo da Figura 1. Notar que o início da produção foi antecipado em dois anos (o Ano 1 equivale ao Ano 5 da Figura 1), embora o pico de produção, com relação à Declaração de Comercialidade, permaneça no Ano 9 (Ano 15 da Figura 1).

O Campo P produzirá também gás natural, a uma razão arbitrada como de 500m<sup>3</sup> por metro cúbico de óleo. Entretanto, não são considerados os investimentos necessários para a utilização desse gás, que será queimado. Não obstante, o gás produzido será considerado para efeito do cálculo de Royalties, segundo a regulamentação vigente.

## 2.2. FCD-R: Parâmetros Financeiros

O FCD-R foi construído com base nos seguintes parâmetros:

- Preço do petróleo: US\$ 45 / bbl, estabelecido levando em conta o desconto médio do óleo tipo Marlim com relação ao Brent. Para fins de simplificação, tomou-se esse preço como médio, praticado em ao longo de todo o projeto.
- Preço do gás natural (para fins de Royalties): arbitrou-se, com base no comportamento médio do mercado, uma relação de 1/344 entre os preços do óleo e do gás produzidos. Assim, para o cálculo do FCD-R, foi utilizado um preço igual a US\$ 0,131 / m<sup>3</sup> de gás.
- Taxa de Câmbio: tomou-se uma taxa média de câmbio igual a 2,50 R\$/US\$, praticada ao longo de todo o projeto.
- Tributação direta: Royalties a 10%, Imposto de renda a 25%, Contribuição Social a 9%. Como o Campo P situa-se no mar, não incide nenhuma Participação a Superficial. Tampouco COFINS e PIS oneram a venda do óleo, em função de recente mudança no regime fiscal para a produção (Barbosa, comunicação verbal, 2006). Não foi considerada a tributação indireta sobre aquisição de bens e serviços.
- Aluguel de Área: Supôs-se que o Campo P tenha área igual a 350 km<sup>2</sup>, e que vá pagar R\$ 600 / km<sup>2</sup>, ou US\$ 240 / km<sup>2</sup>, como aluguel, na fase de desenvolvimento e R\$ 3.000 / km<sup>2</sup>, ou US\$ 1.200 / km<sup>2</sup>, na fase de produção (valores arbitrados). O valor da área foi calculado a partir de uma suposta relação entre a área do campo e a sua reserva, como sugerido por dados publicados esparsamente na imprensa especializada.
- Participação Especial: para fins de cálculo da Participação Especial, foram utilizados os parâmetros relativos a áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até 400m. O marco regulatório vigente manda que, nos anos em que é cobrada a Participação Especial, recolha-se também 1% da receita a título de Pesquisa e Desenvolvimento. Optou-se por desconsiderar a obrigação em todos os FCDs, por que a alocação do recurso pode ora favorecer o governo, ora o empreendedor, afetando o cálculo da razão *government take* / receita bruta.
- Investimento: Para fins do FCD-R, foram considerados como sendo os custos de desenvolvimento (US\$ 6 / bbl) de Bacoccoli (2004). Foram distribuídos nos cinco primeiros anos do projeto, eqüitativamente.
- Depreciação: calculada pela regra da depreciação linear, em 10 anos, sobre os Investimentos.

- Custos Operacionais: Foram considerados como sendo os custos de localizar o barril (*finding cost*) e de extração (*lifting cost*) de Bacocoli (2004), somando portanto US\$ 14,50 / bbl. Esses custos foram distribuídos ao longo dos anos em que houve produção.
- Custos de Abandono: por falta de dados, e pela expressiva distância, no tempo, entre o momento em que incorrem, especialmente nos FCDs atrasados, e o ponto em que é feita a análise, foram desconsiderados.
- Taxa de Desconto: foi usada uma taxa de 15% a.a., em dólar, para o cálculo do FCD-R e VPL-R. Embora se saiba que muitas empresas lançam mão de taxas maiores na avaliação de seus projetos, tais taxas poderiam afetar demasiadamente os demais FCDs, atrasados em 5, 10, 15, e 20 anos. Usar uma taxa menor que 15% a.a., entretanto, seria irreal para um campo com as características do Campo P, no Brasil.

### 3. Resultados

Nesta seção são apresentados e discutidos os resultados das simulações feitas a partir do FCD-R.

#### 3.1. FCD-R: Resultados

O Fluxo de Caixa Descontado de Referência (FCD-R), calculado com base nos parâmetros discutidos anteriormente, tem valor presente líquido (VPL-R) igual a US\$ 632,226 M (Figura 3), e taxa interna de retorno (TIR-R) de 22,78%, ambos após o imposto de renda. Portanto, trata-se de um projeto viável economicamente. Um quadro resumo dos indicadores mais importantes é visto na Tabela 1. A evolução financeira do FCD-R está representada na Figura 3.

Tabela 1. Indicadores econômicos para o FCD-R.

| Indicadores                                                     | FCD-R     |
|-----------------------------------------------------------------|-----------|
| Preço Médio Óleo (US\$/bbl)                                     | 45,00     |
| Receita Bruta Descontada Acumulada (MUS\$)                      | 2.988,019 |
| VPL dos FCD antes do IR (MUS\$)                                 | 1.064,680 |
| TIR antes do IR                                                 | 31,32%    |
| VPL dos FCD após o IR (MUS\$)                                   | 632,226   |
| TIR após o IR                                                   | 22,78%    |
| VPL do Government Take Anual Descontado Acumulado (MUS\$)       | 990,728   |
| Valor Final da Razão GovTake Acum Desc / RecBruta Acum Desc (%) | 33,16%    |

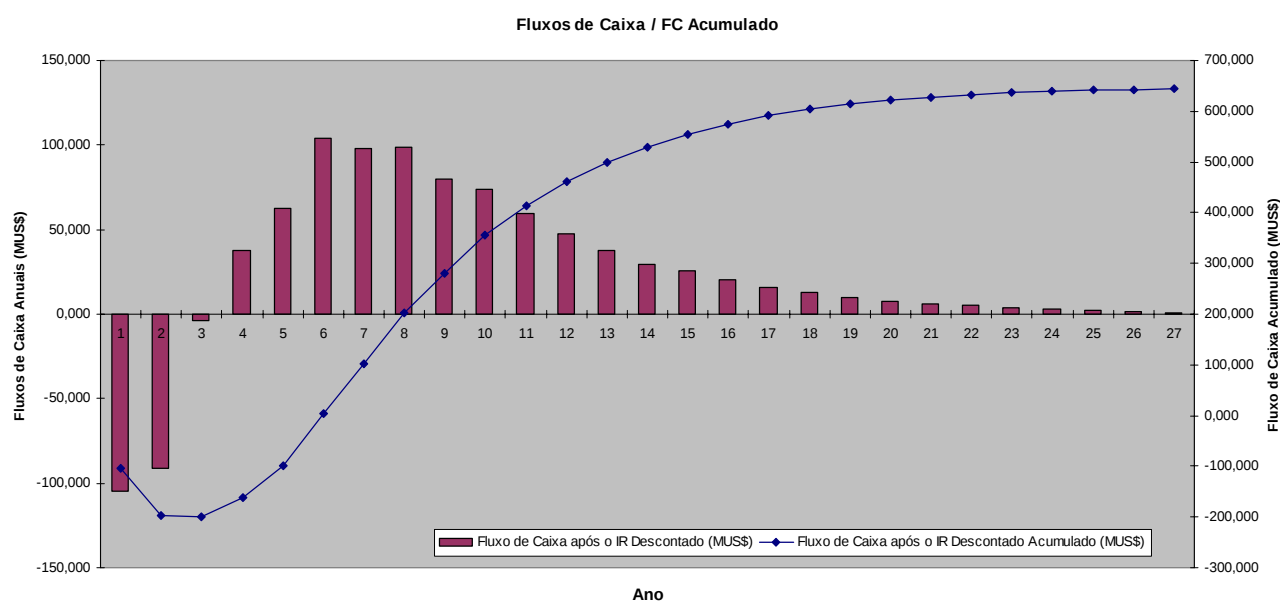


Figura 3. Gráfico mostrando evolução financeira do Campo P (FCD-R). As barras verticais representam os fluxos de caixa anuais. A linha em azul, o fluxo de caixa acumulado do projeto. Notar que o *payback* do projeto ocorre Ano 8.

Conforme visto acima, o projeto é capaz de gerar cerca de 3 MUS\$ de receita, dos quais cerca de um terço (33,16%) é endereçado ao governo, como tributação direta (Royalties, imposto de renda, participações especiais, aluguel de área, contribuição social).

### 3.2. Atrasos na Produção: Receita Sacrificada

Para calcular a perda financeira relacionada à decisão de adiar a produção do Campo P por 5, 10, 15 ou 20 anos, foram recalculados os indicadores financeiros do FCD-R, descontado também a 15%, porém para situações em que o projeto se iniciasse, respectivamente, nos Anos 6, 11, 16 e 21, mantidos todos os demais parâmetros, incluindo o preço do óleo (US\$ 45,00). Os resultados são comparados na Tabela 2.

Tabela 2. Indicadores econômicos para FCDs resultantes de sucessivos atrasos do FCD-R, mantido o preço do óleo.

| Indicadores                                                     | FCD-R     | + 5 Anos  | + 10 Anos | + 15 Anos | + 20 Anos |
|-----------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Preço Médio Óleo (US\$/bbl)                                     | 45,00     | 45,00     | 45,00     | 45,00     | 45,00     |
| Receita Bruta Descontada Acumulada (MUS\$)                      | 2.988,019 | 1.485,573 | 738,593   | 367,211   | 182,569   |
| VPL dos FCD antes do IR (MUS\$)                                 | 1.064,680 | 529,334   | 263,173   | 130,843   | 65,052    |
| TIR antes do IR                                                 | 31,32%    | 31,32%    | 31,32%    | 31,32%    | 31,32%    |
| VPL dos FCD após o IR (MUS\$)                                   | 632,226   | 314,328   | 156,277   | 77,697    | 38,629    |
| TIR após o IR                                                   | 22,78%    | 22,78%    | 22,78%    | 22,78%    | 22,78%    |
| VPL do Government Take Anual Descontado Acumulado (MUS\$)       | 990,728   | 492,567   | 244,893   | 121,755   | 60,534    |
| Valor Final da Razão GovTake Acum Desc / RecBruta Acum Desc (%) | 33,16%    | 33,16%    | 33,16%    | 33,16%    | 33,16%    |

Como se vê, a TIR (antes e depois do IR) não se modifica, uma vez que todos os seus componentes são igualmente descontados. Da mesma forma, a proporção de receita do projeto absorvida pelo governo na forma de tributação direta não se altera: 33,16% em todas as simulações. Entretanto, os valores de Receita Bruta Descontada Acumulada, VPL (antes e depois do IR) e mesmo o montante percebido pelo governo (VPL do *government take*) são, a cada cinco anos de atraso, divididos por um fator próximo a 2 (Figura 4), saltando duas ordens de grandeza em 20 anos.

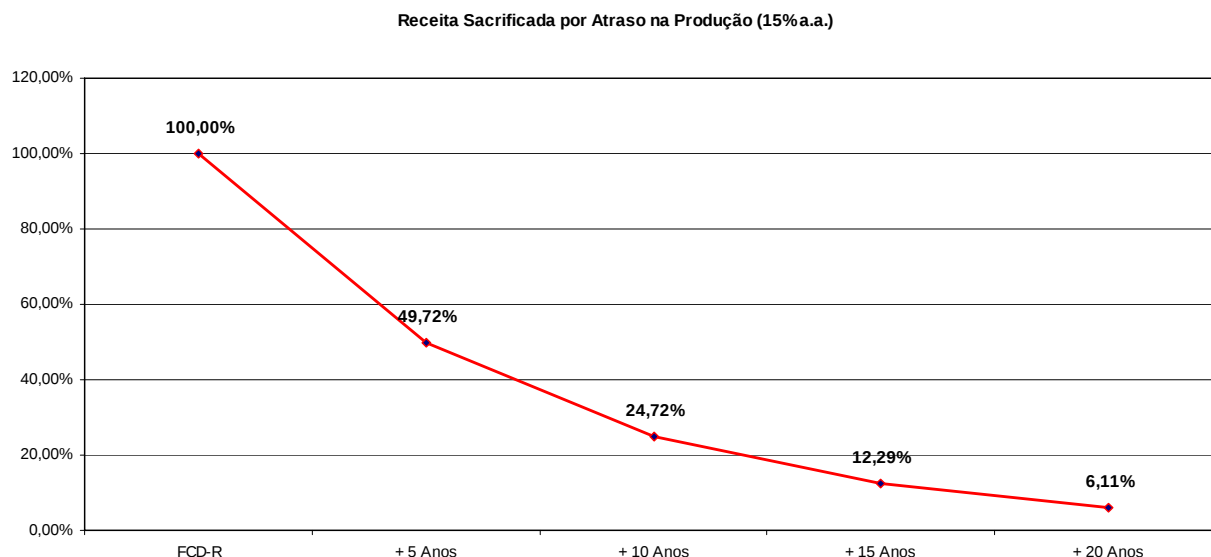


Figura 4. Gráfico mostrando a perda financeira derivada exclusivamente do atraso da produção do Campo P por 5, 10, 15 e 20 anos. Os percentuais indicam que proporção cada indicador afetado assume com relação ao valor original, no FCD-R. Notar que essa perda afeta igualmente a receita bruta e o valor presente líquido, do lado do empreendedor, e o *government take* total, no lado do governo.

### 3.3. Atrasos na Produção: Preço de Indiferença

Tendo visto na seção anterior o efeito do atraso da produção sobre a renda gerada, para o empreendedor e para o governo, pelo Campo P, poder-se-ia perguntar se qual preço futuro de venda do óleo poderia justificar tal atraso. Do ponto de vista do empreendedor, isso significa perguntar que preço do óleo deve ser praticado ao longo de cada projeto iniciado nos Anos 6, 11, 16 e 21, de modo que o valor presente líquido após o IR de cada um seja igual ao VPL-R.

Assim, para cada FCD atrasado, passamos a variar o preço de venda do óleo até que o VPL se igualasse ao VPL-R. Os resultados encontram-se na Tabela 3. Convém lembrar que o preço que simulamos é o praticado para um óleo tipo Marlim, com desconto em relação ao WTI ou Brent, e que a observação do comportamento do mercado sugere que, quanto maiores os preços internacionais de referência, maiores os descontos praticados com relação a óleos semelhantes ao brasileiro.

Tabela 3. Indicadores econômicos para FCDs resultantes de sucessivos atrasos do FCD-R, variando o preço do óleo para igualar o VPL de cada projeto ao VPL-R.

| Indicadores                                                     | FCD-R     | + 5 Anos  | + 10 Anos | + 15 Anos | + 20 Anos |
|-----------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Preço Médio Óleo (US\$/bbl)                                     | 45,00     | 65,30     | 106,58    | 189,58    | 356,54    |
| Receita Bruta Descontada Acumulada (MUS\$)                      | 2.988,019 | 2.155,841 | 1.749,278 | 1.547,015 | 1.446,499 |
| VPL dos FCD antes do IR (MUS\$)                                 | 1.064,680 | 1.043,739 | 1.038,835 | 1.036,298 | 1.035,071 |
| TIR antes do IR                                                 | 31,32%    | 54,19%    | 91,09%    | 147,32%   | 230,06%   |
| VPL dos FCD após o IR (MUS\$)                                   | 632,226   | 632,226   | 632,266   | 632,226   | 632,226   |
| TIR após o IR                                                   | 22,78%    | 41,15%    | 69,90%    | 114,18%   | 180,01%   |
| VPL do Government Take Anual Descontado Acumulado (MUS\$)       | 990,728   | 844,937   | 779,589   | 747,031   | 730,867   |
| Valor Final da Razão GovTake Acum Desc / RecBruta Acum Desc (%) | 33,16%    | 39,19%    | 44,57%    | 48,29%    | 50,53%    |

A TIR de cada projeto, agora, acusa o aumento do preço de venda, mantidos os custos de produção. A variação positiva da participação especial em função do aumento de preço, mantida a produção, faz subir a proporção de *government take* sobre receita bruta, embora um e outro mostrem diminuições de seus valores absolutos, descontados, em função do atraso da produção. Com os dados da Tabela 3, pode-se construir uma curva de preços de indiferença, do ponto de vista do empreendedor, para atrasos na produção do Campo P (Figura 5).

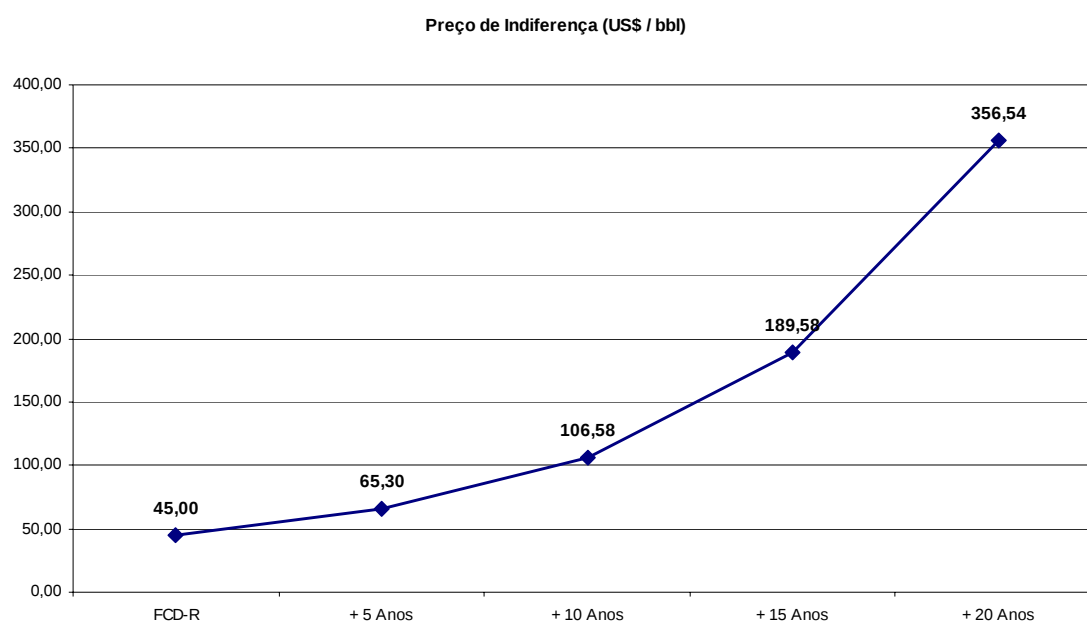


Figura 5. Gráfico construído a partir dos preços de indiferença calculados para os diferentes projetos.

## 4. Conclusões

Os resultados das simulações mostraram que, para o mesmo nível de preço médio do óleo, no caso do Campo P, descontado a 15% a.a., atrasos sucessivos de cinco anos resultam em sucessivas reduções de receita, tanto para o empreendedor quanto para o governo, por um fator próximo a 2 (Figura 4).

Não cabe a este trabalho discutir a possibilidade de os preços internacionais aumentarem ou manterem-se em níveis tais que possam justificar atraso de projetos. É importante ressaltar que essa possibilidade nem mesmo está prevista no marco regulatório da indústria brasileira do petróleo.

Não obstante, foi possível calcular, para o Campo P, uma curva de preços de indiferença (tomados como constantes ao longo da vida dos projetos), ou seja, uma curva ao longo da qual o FCD do Campo P, descontado a 15%a.a. até o Ano Zero, é sempre o mesmo. Isso significa estabelecer uma linha de preços acima da qual, mantidos todos os outros parâmetros, seria atraente para o empreendedor decidir-se pelo atraso na produção, embora com geração de receita bruta comparativamente menor que a do FCD-R, e maior participação do governo na forma de tributação direta. Preços abaixo dessa linha para um determinado ano não justificariam o atraso da produção, do ponto de vista do empreendedor, mantidos todos os outros parâmetros.

Um dado importante a ressaltar é que, da receita de cada projeto, uma parte (US\$ 2,50 / bbl, segundo Bacoccoli, 2004) é usada para refinar a exploração de novas jazidas. Atrasando a produção em 5, 10, 15 ou 20 anos, com o conseqüente atraso na percepção de receitas, os investimentos em exploração seriam também atrasados de intervalos iguais ou maiores que os experimentados pela produção. Tais investimentos são de maturação longa, como se sabe, e seriam muito sensíveis a esses atrasos hipotéticos, tornando mais longo o ciclo exploratório no Brasil e portanto elevando a percepção de risco dos diversos *players* da indústria.

## 5. Agradecimentos

Agradecemos ao Geólogo Giuseppe Bacoccoli (COPPE / UFRJ) pela indicação do material do Seminário Recursos Energéticos do Brasil: Petróleo, Gás, Urânio e Carvão (Clube de Engenharia, Setembro de 2004), e ao Consultor Décio H. Barbosa, pela discussão sobre tributação de um projeto em E&P.

## 6. Referências

- ADELMAN, M.A. World Oil Production & Prices 1947-2000. The Quarterly Review of Economics and Finance 2002; 42 (2): 169-191
- ALMEIDA, A. S. Recuperação Secundária em Campos de Produção. Apresentação Realizada no Seminário Recursos Energéticos do Brasil: Petróleo, Gás, Urânio e Carvão. Clube de Engenharia. Setembro de 2004.
- BACOCOLI, G. Tendências no Mercado de Óleo Nacional e Internacional. Apresentação Realizada no Seminário Recursos Energéticos do Brasil: Petróleo, Gás, Urânio e Carvão. Clube de Engenharia. Setembro de 2004.
- BREALEY, R. A., MYERS, S. C., 1992. Princípios de Finanças Empresariais. McGraw Hill. 5ª Ed.
- EIA/DOE 2005. Annual Energy Outlook 2005.
- HE *et al.* (2005). Oil consumption and CO2 emissions in China's road transport: current status, future trends, and policy implications. Energy Policy v.33, 1499-1507.
- IEA. 2004. World Energy Outlook 2004. Paris: IEA, 2005.
- REHRL T., FRIEDRICH R. 2005. Modelling long-term oil price and extraction with a Hubbert approach: The LOPEX model. Energy Policy In press.
- SZKLO, A., MACHADO, G., SCHAEFFER, R., SIMÕES, A., MARIANO, J. Placing Brazil's heavy acid oils on international markets. Energy Policy 2006, 34: 692-705.