

**DETERMINAÇÃO DO PREÇO DO PETRÓLEO A PARTIR DO MODELO
NEOCLASSICO DE RECURSOS NATURAIS NÃO-RENOVÁVEIS:
O MODELO DE HOTELLING**

Lucélia Ivonete Juliani¹
SINCLAIR M. G. GUERRA²

RESUMO: Este trabalho tem como objetivo entender o processo de formação de preços do petróleo, ou seja, o praticado pelo mercado é o estimado diante das variáveis reservas provadas, produção e demanda? O objetivo é estimar o preço ótimo do barril de petróleo, assim como a renda ou margem dos produtores e o custo de oportunidade da extração. Foi adotado o modelo de Hotelling, conhecido também como modelo neoclássico de recursos naturais não - renováveis. Os resultados obtidos através das simulações configuram um quadro de preço mínimo US\$ 90 por barril e preço máximo em torno de US\$ 95 dólares o barril. Levando em consideração a variação do custo do barril de petróleo que começa em US\$ 6 e vai até US\$ 113 dólares. Os *royalties* vão caindo à medida que os custos marginais aumentam e o custo de oportunidade aponta inviabilidade de extração de óleo de xisto.

Palavras-chave:

Classificação JEL: Q

ABSTRACT:: This work aims to understand the process of formation of oil prices, i.e. the practiced by the market is estimated to be in front of the variables proven reserves, production and demand? The goal is to estimate the optimal price of a barrel of oil, as well as the margin or income of the producers and the opportunity cost of extraction. It was adopted the Hotelling model, also known as the neoclassical model of non-renewable natural resources. The results obtained through the simulations set a framework of minimum price \$ 90 per barrel and maximum price around US \$ 95 a barrel. Taking into account the variation in the cost of a barrel of oil that begins at US 6 and goes up to US \$ 113. The royalties are falling as the marginal cost increases and the opportunity cost of infeasibility points extraction of oil shale.

Keywords:

JEL Classification: Q

¹ Professora de Economia na FOC/SP; Doutoranda em Energia no CECS/UFABC.

² Professor Doutor Orientador. Universidade Federal do ABC – Santo André – SP.

INTRODUÇÃO

O petróleo é um recurso não renovável em relação à finitude da vida humana na terra, isto é, há possibilidade de renovação do óleo em outros pontos do globo terrestre, porém levará milhões de anos, escala que os seres humanos não podem alcançar.

A descoberta do petróleo foi muito importante para substituir o óleo de baleia por querosene, mas não se suponha, no passado, o que as transformações tecnológicas poderiam fazer com esse óleo e o tornar uma necessidade para humanidade.

“Hoje, um sexto da economia global é dedicado ao tremendo esforço de obter petróleo dos depósitos dispersos pela crosta terrestre. Do nascimento a morte, nossa mobilidade, saúde e manutenção, dependem de várias maneiras, do óleo cru e de seus derivados”.
(SHAH, 2007, p. 7)

A discussão que atualmente assola os especialistas diz respeito à questão do fim do petróleo barato, pois, pesquisas demonstram que há petróleo a ser explorado por todos os continentes do globo terrestre, mas agora a dificuldade é como extraí-lo. O Canadá, por exemplo, possui uma enorme, senão a maior reserva petrolífera mundial, mas o processo de extração é caríssimo, porque é um tipo de óleo pesado misturado com areia, as chamadas areias betuminosas.

Campbell (1988) em seu artigo “*O Fim do Petróleo Barato*”, publicado na *Scientific American* previu que a produção mundial atingiria o seu pico provavelmente em uma década. Isso chamou a atenção do mundo e em especial da Agência Internacional de Energia (IEA) que fez estudos sobre a extensão das reservas no mundo e a existência de uma curva de produção em forma de sino, no entanto sem considerar a alta de preços sugerida por Campbell. Para a IEA, o pico do petróleo estaria entre 2008-2009.

Há muitas descobertas de jazidas de petróleo acontecendo. Um exemplo é o pré-sal no Brasil, que possui um potencial enorme, porém está localizado em águas profundas. Outra consideração importante a fazer é quanto às novas tecnologias que vêm sendo desenvolvidas para recuperar os poços já desativados, ou seja, cada poço consegue produzir no máximo cinquenta por cento de seu potencial, o resto fica embaixo preso as rochas. A injeção de CO₂ é uma das formas que busca desprender o petróleo das paredes do poço além de ser um reservatório para o gás de efeito estufa.

Diante dessas considerações, este trabalho tem como questionamento entender o processo de formação de preços do petróleo, ou seja, o preço praticado pelo mercado é aquele estimado diante das variáveis reservas provadas, produção e demanda? Para responder esse problema de pesquisa o objetivo é estimar o preço ótimo do barril de petróleo, assim como a renda ou margem dos produtores e o custo de oportunidade da extração.

Para alcançar o objetivo será adotado o modelo neoclássico de recursos naturais não – renováveis proposto por Hotelling (1931), portanto, o modelo é específico para recursos sem renovabilidade e todas as hipóteses adotadas possuem esse limitante.

Este estudo é constituído de três partes além da introdução, conclusão e referências bibliográficas. A primeira parte é destinada à discussão do que é o petróleo e as variáveis que podem determinar seu preço. A segunda parte descreve detalhadamente o modelo de Hotelling, para recursos não-renováveis. A terceira parte é a aplicação do modelo com dados reais e a geração de resultados, assim como a análise destes.

1. O PETRÓLEO E AS VARIÁVEIS QUE POSSIVELMENTE DETERMINAM SEU PREÇO.

O petróleo existe desde que o mundo é mundo. Na antiga Babilônia, os tijolos eram assentados com asfalto e o betume era largamente utilizado pelos fenícios na calefação de embarcações. Os egípcios o usavam na pavimentação de estradas, para embalsamar mortos e na construção de pirâmides, enquanto os gregos e romanos usavam essa lama negra para fins bélicos. No novo mundo era conhecido pelos índios pré-colombianos, que o utilizavam para decorar e impermeabilizar seus potes de cerâmica. Os incas, os maias e outras civilizações antigas também conheciam o petróleo e o utilizavam para vários fins. Na verdade, nesse período, não se previa as proporções de dependência que a humanidade iria aderir aos vários usos do petróleo (Thomas, 2001, p.1).

Do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), o petróleo no estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e o castanho claro. É constituído basicamente, por uma mistura de compostos químicos orgânicos (hidrocarbonetos), ou seja, ao se fundir com hidrogênio, o carbono repele a água e é por esse motivo que o óleo não se mistura com a água. Tal mistura de carbono com hidrogênio é chamada de hidrocarboneto (Thomas, 2001, p.1).

De acordo com sua estrutura os hidrocarbonetos são classificados em saturados, insaturados e aromáticos. Os saturados também denominados alcanos ou parafinas são aqueles cujos átomos de carbono são unidos somente por ligações simples e ao maior número possível de átomos de hidrogênio, constituindo cadeias lineares ramificadas ou cíclicas, interligadas ou não. Os hidrocarbonetos insaturados também denominados de olefinas apresentam pelo menos uma dupla ou tripla ligação carbono-carbono. Enquanto os hidrocarbonetos aromáticos, também chamados de arenos, apresentam pelo menos um anel de benzeno na sua estrutura (Thomas, 2001, p. 6).

A classificação do petróleo, de acordo com seus constituintes interessa desde os geoquímicos até os refinadores. Os primeiros visam caracterizar o óleo para relacioná-lo à rocha-mãe e medir o seu grau de degradação. Já os refinadores procuram saber a quantidade das diversas frações que podem ser obtidas, assim como sua composição e propriedades físicas. Desse modo, por exemplo, os óleos parafínicos são excelentes para a produção de

querosene de aviação (QAV), diesel, lubrificante e parafinas. Os óleos naftênicos produzem frações significativas de gasolina, nafta petroquímica, QAV e lubrificantes enquanto os óleos aromáticos são mais indicados para a produção de gasolina, solventes e asfalto. A partir dessa classificação o API/American Petroleum Institute juntamente com o NBS/National Bureau of Standards criaram uma escala hidrométrica para medir a densidade relativa dos líquidos, denominado grau API. É obtida a partir da seguinte fórmula:

$$^{\circ}API = (141,5 \div \text{densidade da amostra a } 60^{\circ}F) - 131,5$$

Em que a densidade é medida relativa à densidade da água, logo pode ser obtida por:

$$\rho = \frac{141,5}{^{\circ}API + 131,5}$$

Onde $60^{\circ}F$ correspondem a $15,55C^{\circ}$

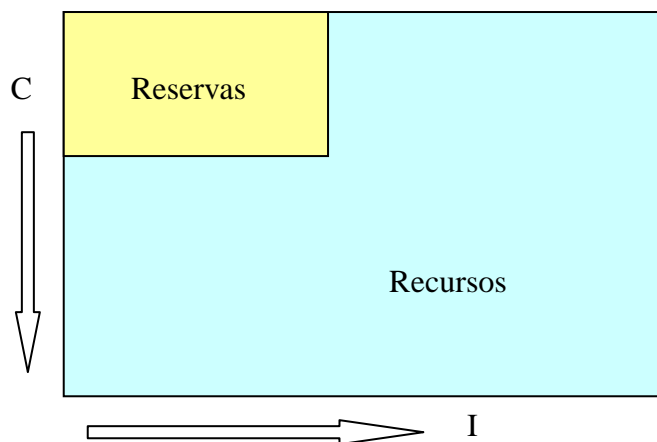
O grau API permite classificar o petróleo em:

- 1) Petróleo leve ou de base parafínica, que possui o grau API maior que 31,1. Contem além de alcanos, uma porcentagem de 15,25% de cicloalcanos.
- 2) Petróleo médio ou de base naftênica que possui grau API entre 22,3 e 31,1, além de alcanos contém também de 25 a 30% de hidrocarbonetos aromáticos.
- 3) Petróleo pesado ou de base aromática é o que possui grau API menor que 22,3 e é constituído praticamente, só de hidrocarbonetos aromáticos.
- 4) Petróleo extra-pesado é o que possui grau API menor que 10.

Essa classificação do grau API contribui para o dimensionamento do preço do produto no mercado. Quanto maior o grau API, maior o valor do produto no mercado, pois o seu refino é mais fácil em função das tecnologias pré-existentes. Outro item considerado para determinar os preços do petróleo diz respeito à quantidade de reservas existentes. No entanto, a terminologia utilizada para descrever o estado das fontes de combustíveis fósseis é bastante ambígua. Palavras como reservas, reservas conhecidas e recursos não descobertos são freqüentemente usados. É difícil prever a quantidade de um determinado recurso que permanece não utilizado ou ainda não descoberto sob o solo. Existem métodos avançados para estimar o que e quanto há de qualquer substância no subsolo, porém essas estimativas são baseadas em exploração incompleta, pois existe sempre outro ponto onde o recurso ainda não foi descoberto.

O método desenvolvido pelo U. S. Geological Survey, chamado McKelvey, categoriza os diferentes tipos de recursos petrolíferos. A figura 1 é a representação diagramática das reservas e recursos, dependentes dos custos e da incerteza crescente:

Figura 1: Diagrama de McKelvey para a categorização das reservas e dos recursos relacionando com as variáveis econômicas e geológicas



C = Custos Crescentes

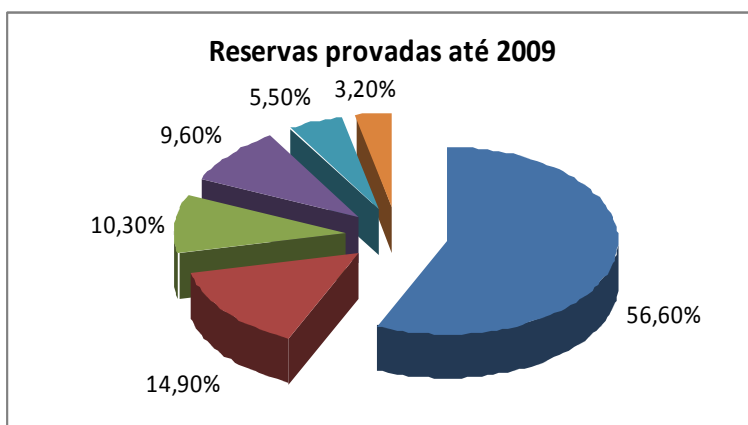
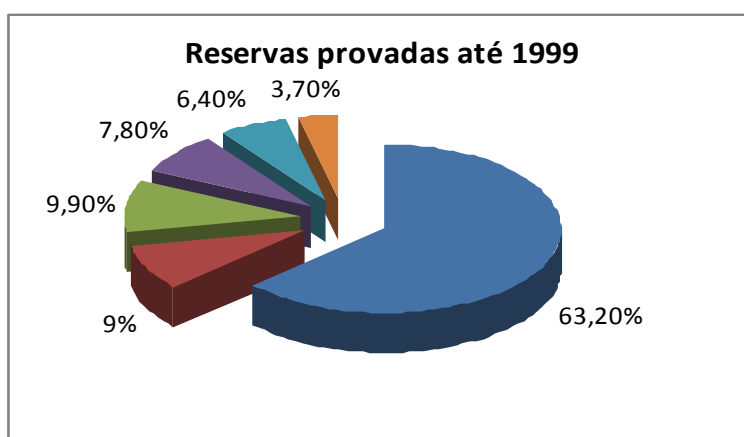
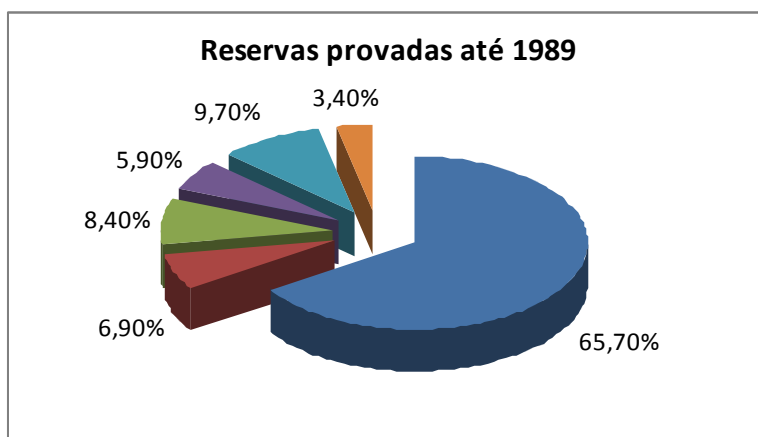
I = Incerteza crescente

Fonte: HINRICHS, 2010, p. 237

O retângulo azul é o total de recursos existentes, em uma área determinada. O eixo vertical registra o custo crescente do produto final, começando pelo canto superior esquerdo, que indica o produto de menor custo de recuperação. O eixo horizontal mostra a incerteza crescente de descoberta. As reservas ocupam o canto superior esquerdo desse retângulo e são definidas como aqueles recursos que são bem conhecidos por meio da prospecção e que podem ser recuperados com preços e tecnologias atuais. O lado direito do diagrama se refere a recursos ainda não descobertos, cuja incerteza aumenta na medida em que se afasta do eixo vertical para a direita. O lado esquerdo, além da área correspondente as reservas conhecidas cujo custo de exploração é viável (o retângulo da figura), permite, na parte inferior, a representação de reservas conhecidas (de baixa incerteza), cujos custos de extração são altos demais no cenário atual. As reservas são divididas em comprovadas, indicadas e inferidas. As comprovadas são aquelas passíveis de produção em reservatórios conhecidos, sob condições econômicas e tecnológicas existentes. Reservas indicadas são quantidades recuperáveis de jazida conhecidas por meio do melhoramento das técnicas de recuperação. E as inferidas são os depósitos esperados em jazidas identificadas, porém ainda não quantificadas. (Hinrichs, 2010, p. 237)

O conceito e classificação correta do óleo dimensionam a oferta do produto, no entanto, o que parece aos olhos do mundo é que ao longo do tempo usaram-se desmedidamente os recursos encontrados, mas não se pensou no futuro este que pelos estudos não é um futuro longínquo, pelo contrário é bastante próximo. Observe – se a distribuição das reservas provadas de petróleo no mundo:

Figura 1: Reservas provadas de Petróleo no Mundo de 1989 à 2009.



■ Orientemédio ■ América Central e do Sul ■ Europa e Eurásia
■ África ■ América do Norte ■ Ásia pacific

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, June 2009

Segundo dados da BP Statistical Review of World Energy, June 2009, até o ano de 1989 havia 1.006.4 bilhões de barris em reservas provadas no mundo, concentrada a maior parte delas no Oriente Médio com 65,7% do total e os outros 34,3% distribuem-se pelas

seguintes regiões: América Central e Sul, Europa e Eurásia África, América do Norte e Ásia Pacific. Em 1999, as reservas eram de 1.085.6 bilhões de barris de barris, o Oriente Médio é a região que tem a maior parte das reservas, no entanto em relação a 1989, a porcentagem caiu para 63,2%. Já em 2009 as reservas provadas estão em 1.333.1 bilhões de barris O Oriente Médio tem as maiores reservas ainda, mas com o percentual de 56,6%, ou seja, registra uma queda de 8,9 pontos percentuais em relação a 1989. Observa-se ainda e chama a atenção o crescimento das reservas provadas na região da América Central e Sul subindo 8 pontos percentuais em relação a 1989.

Outro aspecto importante para a formação de preços é a localização do petróleo. Se o óleo estiver *onshore* isto é em terra e com pouco profundidade é mais fácil de extraí-lo, já em mar os chamados *offshore* são mais difíceis de serem extraído, pois precisam de uma tecnologia mais avançada e os riscos são maiores para o meio ambiente se houver acidentes na plataforma. Na antártica por exemplo há muito óleo mas a extração lá é bastante cara em função das perfurações e operações nos poços, já no Canadá o xisto betuminoso fica na superfície não é caro extraí-lo, mas sim seu refino. No Oriente Médio há muito petróleo *onshore* de boa qualidade, essa razão os faz ficar na frente em relação a todas as outras regiões que possuem petróleo. Na América Central e Sul, há boas reservas tanto *onshore* quanto *offshore*, e o petróleo nela contido vai do pesado, na Venezuela e menos pesados como no Brasil.

As reservas provadas, qualidade do óleo nas reservas e a localização são variáveis que dimensionam a oferta, assim como os preços, custos e quantidade oferecida. Não distante está a demanda por petróleo que também impacta sobre os preços, porém, há de se considerar que a estrutura de mercado desse produto é monopolista e nesta estrutura os ofertantes ditam boa parte das regras de mercado, e por outro lado a demanda por esse produto é alta e extremamente dependente de sua produção, ou seja, sem petróleo muitas indústrias que fazem parte dessa cadeia deixam de funcionar e talvez de existir.

2. MODELO NEOCLÁSSICO DOS RECURSOS NATURAIS NÃO – RENOVÁVEIS

A teoria dos recursos naturais analisa aspectos do processo de extração, pelo sistema econômico de recursos naturais do ecossistema, nesse sentido dois questionamentos são fundamentais como ponto de partida da análise. O primeiro deles é 1) Qual o padrão, manejo e taxa de exploração ótima de recursos naturais específicos não - renováveis? e 2) Poderá a disponibilidade limitada de alguns recursos naturais vir a estabelecer limites físicos ao crescimento econômico? (Mueller, 2007, p. 335)

A resposta a essas perguntas vem sendo sugeridas em modelos dinâmicos de equilíbrio parcial, extensões de teoremas básicos da teoria do bem estar social, assentadas na contribuição de Hotelling (1931). Tais modelos sugerem a promoção ótima, ou socialmente eficiente de recursos naturais específicos e não renováveis e também procuram lidar com distorções de mercado. (Mueller, 2007, p. 335)

Já Percebois (1997) trabalha o modelo neoclássico baseado em Hotelling (1931) com o objetivo de entender a dinâmica de preços de mercado propostas pela OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), isto porque o modelo introduz o preço do recurso natural como uma consequência da modelização e, no entanto, o preço é uma variável exógena.

O principal objetivo da teoria neoclássica dos recursos naturais não – renováveis é o de analisar o manejo ótimo dos recursos escassos cujas reservas são conhecidas, dadas e fixas. A observação inicial supõe que dada equação de demanda do recurso, a sua extração se faz a um custo que usualmente varia diretamente com a magnitude do fluxo de extração e inversamente com o nível de estoque da reserva. A variante competitiva da teoria geralmente supõe que o recurso é extraído por muitas empresas iguais, tomadoras de preços e maximizadoras de lucro e determina as condições de extração ótima no tempo, pelo conjunto de empresas extratoras, dada uma taxa social de retorno. (Mueller, 2007, p.337)

Algumas considerações são importantes de ser levantadas a partir desse momento. A primeira é que um planejador que desejasse determinar a alocação eficiente de um recurso exaurível faria isso maximizando o valor presente dos benefícios líquidos (benefícios menos custos) descontados, ao longo do período relevante, sujeita a reserva do recurso no momento inicial e a uma função de custo de extração. A segunda é que o planejador também deve verificar que, dadas as reservas dos recursos, na solução ótima seu custo de oportunidade (seu *royalty*) teria de aumentar no tempo a uma taxa igual a de desconto. Desse modo, à medida que o recurso for sendo extraído, a eficiência requer que, dada a técnica de extração, o preço do recurso aumente no tempo, e que esse crescimento ocorra a uma taxa que, no limite, se aproxime a taxa social de desconto. A terceira consideração mostra que a indústria em concorrência perfeita explora os recursos em um ritmo inicial maior, e causa exaustão mais rápida, do que a indústria em regime de monopólio. (Mueller, 2007, p. 338)

Para determinar a trajetória ótima da extração do recurso deve-se considerar o custo de oportunidade (a renda ou *royalty*) do recurso, representado aqui por R , esse valor é o que se pode obter em uma data futura ao se adiar a extração da unidade marginal do recurso presente, assim se a condição microeconômica de eficiência é $P = Cmg$, no caso de um recurso natural não – renovável a condição se modifica para:

$$P = Cmg + R$$

Essa condição de equilíbrio é ilustrada no gráfico 1, como se verá a baixo.

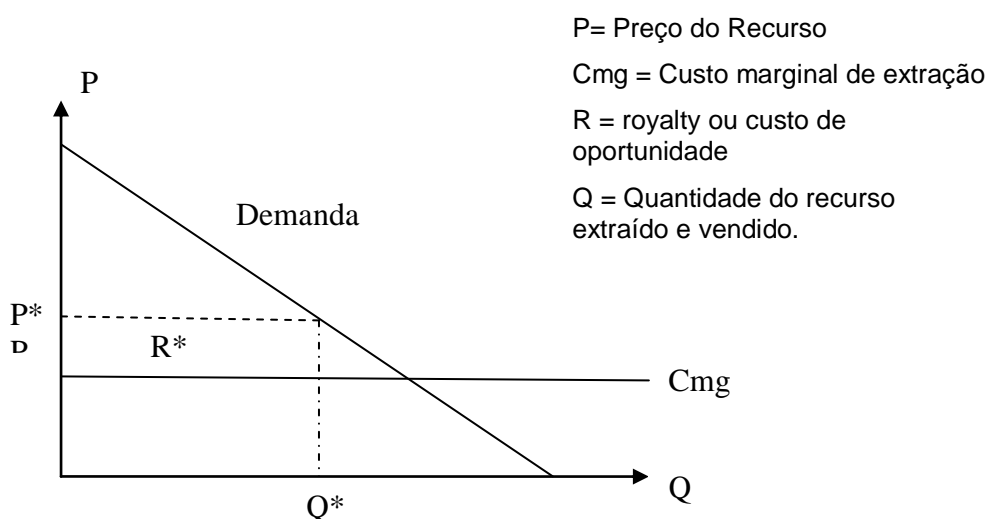
O benefício social líquido da extração do minério, em dado período de tempo é igual à área embaixo da curva de demanda e acima do custo marginal de extração e a quantidade ótima de extração do minério é representado no gráfico 1 por Q^* . (Mueller, 2007, p. 341)

Se considerar-se que o custo de oportunidade no presente do recurso e que o custo marginal é constante, logo a regra é que o valor presente do *royalty* seja o mesmo em todos os períodos. Numa situação de equilíbrio o *royalty* necessita aumentar anualmente a uma taxa

igual à taxa social de desconto. Se a taxa social de desconto do período for mais elevada, o uso do recurso no primeiro período será maior, sobrando menos para o segundo período. (Mueller, 2007, p. 342)

Com base em um modelo gráfico desenvolvido por Perlman et al. (1996, cap. 6), é possível determinar a trajetória, no tempo, tanto do preço do recurso não - renovável quanto de sua produção, considerando as hipóteses: de disponibilidade fixa do recurso, a demanda não muda, o custo marginal de extração é constante e o mercado é competitivo para esse recurso. A partir dessas considerações o modelo representado pelo gráfico 2 é dinâmico e demonstra-o a seguir (Mueller 2007, p.342).

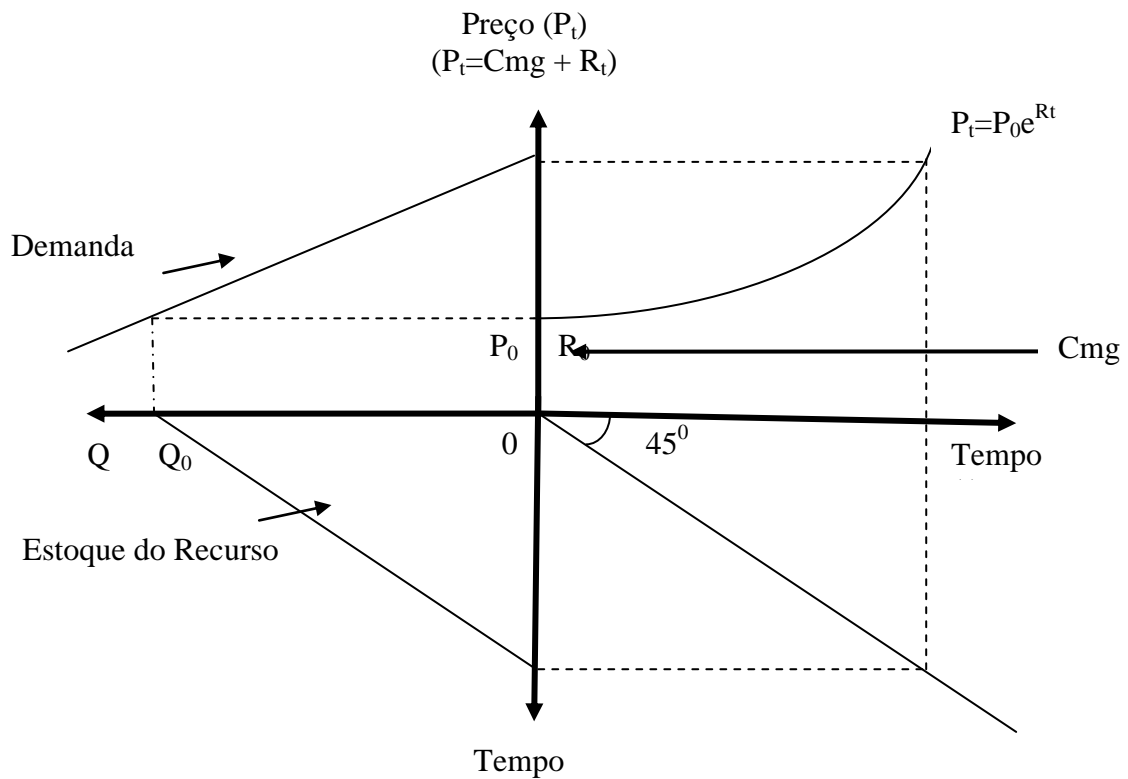
Gráfico 1 – Equilíbrio de mercado no caso do recurso natural não - renovável



Fonte: Adaptado Mueller 2007, p. 339

Parte-se do momento zero, com o preço do recurso P_0 ; a esse preço de extração do recurso é igual a distância $0Q_0$. No momento inicial $P_0 = Cmg + R_0$, e a quantidade de recurso disponível S_0 que na figura esta representado pelo triângulo Q_0OT . Ocorre que com a extração, diminui o estoque de recurso e, portanto, a área do triângulo também diminui, tornando mais escasso o recurso e elevando o seu *royalty* (custo de oportunidade). Pela condição $P_t = Cmg + R_t$, e dado o Cmg é, por hipótese, constante, o aumento de R fará o preço P , aumentar. E o aumento do preço diminui a quantidade demandada, e assim a extração do recurso. E isso continuará ocorrer até que desapareça a condição de extração do recurso ao custo marginal constante. Isso se dará no momento T em que o *royalty* terá atingido R_T levando o preço do recurso a P_T . Como se pode ver, esse preço será tão elevado que não haverá mais demanda para o recurso. (Mueller 2007, p. 342-343)

Gráfico 2 – Modelo de multiperíodo para a determinação da trajetória ótima



Fonte: Adaptado Mueller 2007, p. 343

Para determinar a equação da trajetória dos preços, leva-se em consideração a definição de *royalty*. Observa-se que, no ponto de equilíbrio para cada período, este é igual ao preço menos o custo marginal de exploração. Supondo um número indefinido de períodos, tendo por base a relação $R_t = (P_t - Cmg)$, logo:

$$(P_0 - Cmg) = (P_0 - Cmg)/(1 + r)^t$$

desta equação obtém-se:

$$P_t = Cmg + (P_0 - Cmg) * (1 + r)^t$$

ou seja

$$P_t = Cmg + R_0 (1 + r)^t$$

Assim, a trajetória ótima de extração do recurso requer que o preço do mineral cresça no tempo a uma taxa igual à taxa social de desconto. O *royalty* aumenta cada vez mais, chegando a predominar na composição do preço, e *coeteris paribus*, será atingido um momento no tempo em que o preço se tornará tão elevado que a demanda cairá à zero. (Mueller, 2007, p.344)

3. ESTIMAÇÃO DO PREÇO DO PETRÓLEO A PARTIR DO MODELO NEOCLASSICO DE RECURSOS NATURAIS NÃO-RENOVÁVEIS

Para a aplicação do modelo neoclássico, é necessário considerar algumas hipóteses tais como: 1) no momento da modelagem não há aumento das reservas provadas; 2) o custo marginal é o custo de cada unidade adicional de petróleo extraído, ou seja, não são considerados os custos de pesquisa, exploração, entre outros, 3) o recurso é não renovável e não substituível, 4) o preço de mercado tende a cobrir o custo de extração do recurso, assim como o custo operacional de continuar extraindo daquela reserva.

A simulação será feita para cinco tipos diferentes de localização e qualidade de óleo. As regiões são: a) o Oriente Médio e Norte da África onde o petróleo é *onshore*, b) petróleo localizado em águas ultra profundas, c) o petróleo da Antártica, d) óleo pesado betume e e) óleo de xisto. Estas regiões estão assim classificadas em função do custo marginal de produção pesquisado durante esse estudo.

A partir das considerações anteriores considere os seguintes dados referentes ao ano de 2009, base para as simulações.

Montante de reservas provadas (BP Statistical Review of World Energy, June 2009)	1.333.1 bilhões de barris	185,15 10 ⁶ tep (1.333.1 / 7,2)
Volume de produção anual (BP Statistical Review of World Energy, June 2009)	79.948 mil barris diários	
Ritmo ótimo das descobertas	$r = R(t)/P(t)$	$r = 45,7\%$
Taxa de crescimento da produção durante o ano (BP Statistical Review of World Energy, June 2009)	$n = 2,6\%$	
Volume de descobertas efetuadas durante o ano	$D(t) = P(t) * (1+r*n)$	78.998,06
Taxa de depleção	$id = P(t)/R(t)$	$id = 0,059259$ ou 6%

Tabela dos respectivos custos marginais (CMg) para as regiões consideradas nesse estudos.

Tabela 1: Custos marginais de produção para o ano de 2008.

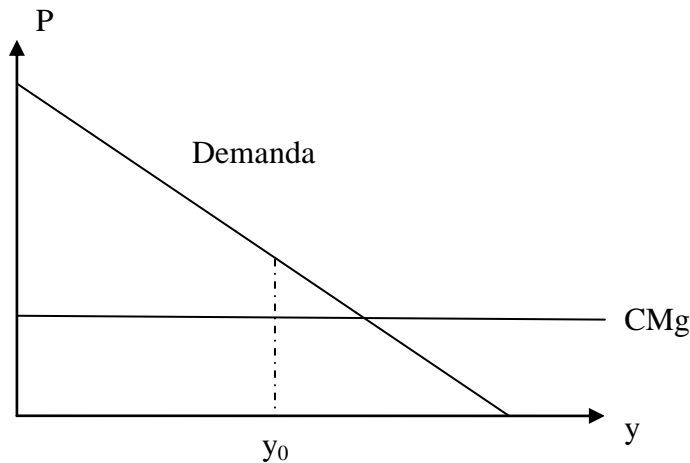
Região	CMg min/barril	CMg max/barril
(1) Oriente Médio e Norte da África	US\$ 6	US\$ 28
(2) Petróleo de águas ultra-profundas	US\$ 32	US\$ 65

(3) Campus de petróleo do Ártico	US\$ 32	US\$ 100
(4) Óleo pesado/betume	US\$ 32	US\$ 68
(5) Óleo de xisto	US\$ 52	US\$ 113

Fonte: International Energy Agency World Energy Outlook 2008.

1ª) Simulação: Oriente Médio e Norte da África

Supondo que há uma disponibilidade fixa de $185,15 \cdot 10^6$ tep (toneladas equivalentes de petróleo) e que a função demanda seja $P_t = 185,15 - y_t$ bem como o custo marginal de extração US\$ 6 min e US\$ 28 max. Considere também um horizonte temporal $t = 0$ e $t = 1$. A análise econômica mostra que, graficamente o benefício social da extração é em dado período igual a área abaixo da curva da demanda menos a área abaixo da curva de custo marginal, em ambos os casos até o nível ótimo de extração y_0 .



Para todo o horizonte temporal, esse benefício social líquido é igual as somas das áreas referentes a cada período, ou seja:

$$1^{\circ} \text{ período } \int_0^{y_0} (185 - y_0) dy - 6dy \text{ ou } \int_0^{y_0} [(185 - y_0) - 6] dy$$

$$2^{\circ} \text{ período } \int_0^{y_1} (185 - y_1) dy - 6dy \text{ ou } \int_0^{y_1} [(185 - y_1) - 6] dy$$

Obs: o custo marginal nesse caso é o mínimo US\$ 6 dólares o barril.

O problema requer que se calcule o nível de produção em cada um dos períodos, que se maximize a soma descontada, ao longo de dois períodos, do benefício líquido. Suponhamos que a taxa social de desconto seja de 6%, ou seja, é a taxa de depleção do recurso. Para resolver a expressão maximiza:

$$\int_0^{y_0} [(185 - y_0) - 6] dy + \int_0^{y_1} [(185 - y_1) - 6] dy / (1 + 0,06)$$

Sujeito a: $y_0 + y_1 = 185$.

Para maximizar forma-se a expressão de Lagrange:

$$L = \int_0^{y_0} [(185 - y_0) - 6] dy + \int_0^{y_1} \{ [(185 - y_1) - 6] / (1 + 0,06) \} + \lambda [185 - y_0 - y_1]$$

Diferenciando L com relação a y_0 , a y_1 e a λ , temos:

$$\delta L / \delta Y_0 = (185 - y_0) - 6 - \lambda = 0$$

$$\delta L / \delta Y_1 = \{ [(185 - y_1) - 6] / (1 + 0,06) \} - \lambda = 0$$

$$\delta L / \delta \lambda = 185 - y_0 - y_1 = 0$$

Resolvendo esse sistema de equações obtém-se:

$$y_0 = 89,97; y_1 = 95,03; \lambda = 79,22$$

Sabemos que o royalty, isto é, a renda do petróleo é igual ao preço menos o custo marginal.

Assim:

$$Roy_0 = (89,97 - 6) = 83,97 \text{ por tonelada}$$

$$Roy_1 = (95,03 - 6) = 89,03$$

O valor do λ é o custo de oportunidade no presente para extração do recurso ($\lambda = 79,22$) e como se supõe constante o custo marginal de extração, a regra é que o valor presente do royalty necessita aumentar anualmente a uma taxa igual a taxa social de desconto. Quanto maior a taxa social de desconto mais rápido será o esgotamento do recurso natural em quantidade fixa.

Com essa metodologia de calculo foram realizada as demais simulações mantendo constante a taxa social de desconto e as reservas provadas de petróleo no período. Os resultados são os seguintes para os custos marginais mínimos:

Tabela 2 – Resultados para os custos marginais mínimos

Região	CMg min/barril	y_0	y_1	λ (co)	Roy0	Roy1
(1)	US\$ 6	89.97	95.03	79.22	83.97	89.03
(2)	US\$ 32	90.69	94.31	55.36	58.69	62.31
(3)	US\$ 32	90.69	94.31	55.36	58.69	61.31
(4)	US\$ 32	90.69	94.31	55.36	58.69	61.31
(5)	US\$ 52	91.23	93.77	37.01	39.23	41.77

Fonte: resultados das simulações da autora.

Tabela 2 – Resultados para os custos marginais máximos

Região	CMg max/barril	y_0	y_1	λ (co)	Roy0	Roy1
(1)	US\$ 28	90.58	94.42	59.03	157	157
(2)	US\$ 65	90.58	94.42	24.13	120	120
(3)	US\$ 100	90.58	94.42	-8.89	85	85
(4)	US\$ 68	90.58	94.42	21.30	117	117
(5)	US\$ 113	90.58	94.42	-21.16	72	72

Fonte: resultados das simulações da autora.

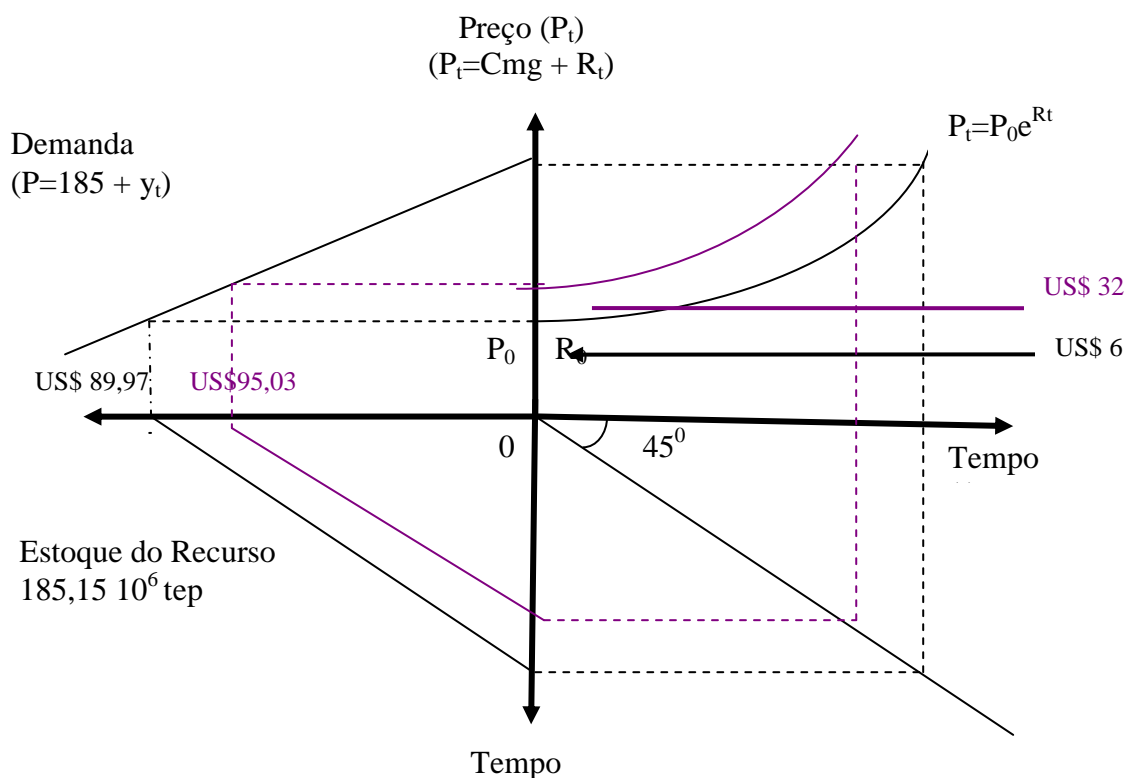
Análise dos resultados

Os resultados obtidos através das simulações configuram um quadro de preço mínimo US\$ 90 por barril e preço máximo em torno de US\$ 95 dólares o barril. Levando em consideração a variação do custo do barril de petróleo que começa em US\$ 6 e vai até US\$ 113 dólares.

Segundo a BP Statistical Review of World Energy, June 2009, o preço do petróleo em 2008 foi de US\$ 101.43 (barril Brent); em 2009 o registro foi de US\$ 63.35 (barril Brent), isso demonstra uma proximidade grande em relação ao realizado e ao estimado.

O que está explícito com esses resultados é que os preços variam como na estrutura monopolista, no entanto os maiores impactos se dão nos *royalties* e ou renda do petróleo a medida que os custos marginais de extração vão aumentando chegando a apontar valores negativos, o que significa que já deixou de ser viável. Assim como o custo de oportunidade obtido na variável lambda (λ) que no caso do óleo de xisto é US\$ -21.16, demonstrando a inviabilidade econômica da extração do mesmo.

Numa generalização aplicando a idéia de aumentos dos custos marginais no modelo dinâmico, teríamos:



A figura acima demonstra que à medida que os custos marginais vão aumentando os preços alteram-se em velocidade menor que os custos, mas aumentam, isso impacta na demanda que terão que pagar preços mais altos e menores quantidades assim como diminui o estoque de reservas ao longo do tempo. Além disso os *royalties* vão caindo na mesma medida que os custos marginais vão aumentando.

CONCLUSÃO

O petróleo é um recurso não renovável que à medida que é extraído, seus estoques diminuem, ou seja, as reservas disponíveis caem. A discussão atual esta acerca do pico do petróleo, preconizada por Campbell (1998), é de que estaríamos passando pelo período do final dos recursos. Porém, ao longo da última década foram - se descobrindo novas jazidas, além de desenvolver e aperfeiçoar tecnologias para melhorar a eficiência do poço que hoje fica de 20 a 50%. Por outro lado, verifica-se que a demanda por petróleo é grande e dependente. Muitos ramos industriais deixariam de existir sem esse óleo que é a matéria-prima para inúmeros produtos consumidos pela humanidade.

Esta pesquisa trouxe a avaliação dos preços através do modelo neoclássico de recursos naturais não-renováveis e é importante ressaltar que todo e qualquer modelo é uma representação da realidade, mostrando apenas o que é relevante para a questão específica, negligenciando todos os demais aspectos. Em síntese é um conjunto de hipóteses

estabelecidas a priori sobre o comportamento de um fenômeno com base em uma teoria já existente ou a partir de novas proposições teóricas.

O modelo de Hotelling (1931) tem o objetivo de analisar o manejo ótimo de recursos escassos, cujas reservas são dadas e fixas, e tenta determinar as condições para uma depleção ótima no tempo do recurso. Ao que o modelo se propõe a mostrar consegue atingir o objetivo traçado, no entanto em função de suas limitações não consegue mostrar a realidade como tal, em função da condição *coeteris paribus*.

Os resultados obtidos demonstram uma variação pequena entre o preço mínimo e o máximo estimado mesmo com custos marginais variando muito. No entanto as grandes variações estão nos *royalties* e no custo de oportunidade de extração do recurso. Os *royalties* caem à medida que os custos marginais aumentam, assim como o custo de oportunidade de estar realizando a extração. No caso do óleo de xisto é totalmente inviável, o custo de oportunidade chega à ser negativo - US\$ 21.16.

O modelo não contempla uma ação externa de extrema importância que é a especulação em torno das reservas provadas por consequência o preço. Por essa razão às vezes o preço cai vertiginosamente, assim como aumenta abruptamente. Efeitos como guerras, conflitos e política econômica também não foram levados em consideração. Isso também faz o preço do barril oscilar.

Outra questão que o modelo neoclássico não prevê de forma alguma é a exaustão do meio ambiente em relação ao recurso não – renovável, nem mesmo prevê o esgotamento do petróleo. Mas há um consenso entre a economia neoclássica do meio ambiente e a economia ecológica, sobre a exaustão dos combustíveis fósseis. De fato a tecnologia tem avançado a tal ponto que cada vez mais é encontrado novos poços de reservas petrolíferas, porém é claro com custos mais elevados e *royalties* menores.

Por fim muito pior que o esgotamento do petróleo são os resíduos gerados por ele, em pequena escala podem ser tratados mas em grande escala é quase impossível de fazer o ecossistema se regenerar. Se os resíduos do uso de combustíveis fósseis diminuam a capacidade do ecossistema de capturar energia, haverá custos maiores na extração de combustíveis fósseis do que os custos diretos discutidos anteriormente. A essas consequências pode-se chamar em economia como externalidades, conceito não considerado no modelo neoclássico de recursos naturais não – renováveis, porém parte da mesma corrente de pensamento.

Finalmente, é possível afirmar que o modelo neoclássico de recursos naturais não – renováveis não admite hipóteses como falhas de mercado e externalidades econômicas. Logo, fica o questionamento, como formular um modelo analítico que contemple o máximo de variáveis possíveis para fazer uma otimização mais próxima da realidade?

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

American petroleum Institute (<http://www.api.org/>).

Annual Energy Outlook – Editado pela Energy Information Administration (órgão do US Department of Energy), (<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/>)

BP Statistical Review of World Energy - Editado pela British Petroleum (<http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>)

CAMPBELL, J. and LAHERRÈRE, Jean H. The End of Cheap Oil. Scientific American, March, 1998.

HINRICHS, Roger A. & KLEINBACH, Merlin. Energia e Meio Ambiente. São Paulo: Editora Pioneira Thomson Learning, 2010.

MUELLER, Charles C. Os Economistas e as Relações entre o Sistema Econômico e o Meio Ambiente. Finatec, UNB. Brasília, 2007

PERCEBOIS, Jacques. Énergie et Théorie Économique. Éditions Cujas, Paris, 1997.

SHAH, Sonia. A História do Petróleo. L&PM. Porto Alegre, RS, 2007.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo; São Paulo: Interciência.

VARIAN, Hal R. Microeconomia: Princípios Básicos. Elsevier, Rio de Janeiro, 2006.

World Energy Outlook - Editado pela International Energy Agency (<http://www.worldenergyoutlook.org>)