

## 10

### Referências Bibliográficas

ALVEAL, Carmem. Evolução da indústria de petróleo: nascimento e desenvolvimento. Rio de Janeiro: COPPEAD-IE/UFRJ, 2003.

ANP, Agência Nacional de Petróleo, Modelos de contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural: uma análise crítica da experiência brasileira e de alguns países selecionados, 2007. (Nota Técnica, 21). Disponível em: [http://www.anp.gov.br/doc/gas/Nota\\_21\\_2007.pdf](http://www.anp.gov.br/doc/gas/Nota_21_2007.pdf)

AUERBACH, A. J. Evaluating the Taxation of Risky Assets. Harvard Institute of Economic Research, Cambridge, MA, Discussion Paper n. 857, 1981.

BALL, R.; Bowers, J. Distortions Created by Taxes Which are Options on Value Creations: The Australian Resources Rent Tax Proposal. *Austrina Journal Of Management*, v.8, n.2, p.1-14,1983.

BLAKE, A.J. Roberts, M.C. Comparing Petroleum Fiscal Regimes Under Oil Price Uncertainty. *Resources Police*, Houghton, MI, v 31, p.95-105,2006.

BROWN, E.C. Business income, taxation, and investment incentives. In: *Income, Employment and Public Policy: Essays in Honor of Alvin H. Hansen*. New York: W.W. Norton, p. 300-316,1948.

BOHREN, Ø.; Schilbred, C. North Sea Oil Taxes and the Sharing of Risk: a Comparative Case Study. *Energy Economics*, vol.2, n.3, p.145-153,1980.

COPELAND, T. & V. Antikarov *Real Options – A Practitioner’s Guide*. 2001.

CANELAS, André Luiz de Souza. Evolução da importância da econômica da indústria de petróleo e gás natural no Brasil: contribuição a variáveis macroeconômicas, 2007.

COOPER, I.; Franks, J.R. The interaction of Financing and Investment Decisions When the Firm has Unused Tax Credits. *The Journal of Finance*, vol.38, n.2,p.571-583,1983.

DIXIT, A.K.; Pindyck, R.S. *Investment under Uncertainty*. Princeton: Princeton University Press,1994.

DIAS,M.G. Tax Effects on Timing, Scale, and Learning Options in Petroleum Upstream. Working Paper presented at the 12<sup>th</sup> Annual International Conference on Real Option, 2008.

FLORES, A.A. O Impacto do Marco Regulatório sobre o Desenvolvimento das Reservas do Pré-Sal, 2010.

GOMES, C.J. O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha de produção. Brasília, 2009.

GUIMARÃES, Leandro Souza; Comparação entre o Movimento Geométrico Browniano e Processo de Reversão à Média com Saltos Para Avaliação de Opção de Expansão para poço de petróleo. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Industrial. PUC - Rio. 2002.

HULL, J. C. *Options. Futures & other Derivatives*. 4. ed. New York: Prentice Hall. 2000.

IEA. International Energy Agency. *Analysis of the Impact of High Oil Prices on the Global Economy*. 2004.

JOHNSTON, D. *International Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa, Oklahoma, USA: PenWell , 1994

JACKEL, P. Monte Carlo Methods in Finance. New York: John Wiley & sons. 2002.

TRIGEORGIS, L. Real Options - Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation. 1996.

As recentes descobertas de petróleo e gás natural e o marco regulatório da indústria do petróleo no Brasil. Departamento Intersindical de estatística e estudos econômicos. Número 71. Agosto de 2008.

LUND, D. Investment, Taxes and Uncertainty with Applications to the Norwegian Petroleum Sector. Memorandum n.1/87, Department of Economics, University of Oslo, 1987.

MAJD, S.; Myers, S. C. Valuing the Government's Tax Claim on Risky Corporate Assets. Working Paper n.1553, National Bureau of Economic Research, Cambridge, MA, 1985.

NAKHLE, C ; Petroleum Taxation. Sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday. today and tomorrow. Routledge/Taylor & Francis Group,2008.

PANTEGHINI, P. M.; Corporate Taxation in a dynamic world. Springer,2007.

Perspectivas de Desenvolvimento do Setor de Petróleo e Gás no Brasil. 2010, volume nº55.

PEDROSA, R. ; Valle, R. Papel das águas profundas na evolução da Indústria de Petróleo Mundial. Boletim Infopetro, Rio de Janeiro, set. 2001.

PEARCE, D., Tuerner, K. Economics of Natural Resources and Environment. Baltimore: The Johns Hopkins University Press, 1990.

PINTO JR., H.; NUNES, L. Dos Choques Petrolíferos à Atual Estrutura de Formação dos Preços de Petróleo. Revista Brasileira de Energia, Rio de Janeiro, v.8, n. 1, p. 09-30, 2001.

PINTO JR., H.; Aalmeida, E.; Bomtempo, J.; Bicalho, R.; Iooty, M. Economia da Energia - Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 2007.

POSTALI, F.A.S. The Brazilian Fiscal System and the Decision to Invest in Petroleum Reserves: A Real Option Approach. Working Paper, USP, presented at the 11<sup>th</sup> Annual International Conference on Real Options, Berkeley , 2007.

## Apêndice A

### Tabelas para o cálculo da PE

Para o cálculo da participação especial no segundo ano de produção será usada a tabela abaixo.

<b>Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)</b>	<b>Alíquota (em %)</b>
Até 1.050	-	isento
Acima de 1.050 até 1.500	$1.050 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.500 até 1.950	$1.275 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.950 até 2.400	$1.500 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.400 até 2.850	$570 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de até 2.850	$1.781,25 \times RLP \div VPF$	40

**Tabela A.1:** Pagamento da PE no segundo ano de produção

Para o cálculo da participação especial no terceiro ano de produção será usada a tabela abaixo.

<b>Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)</b>	<b>Alíquota (em %)</b>
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times RLP \div VPF$	40

**Tabela A.2:** Pagamento da PE no terceiro ano de produção

Após o terceiro ano de produção a tabela usada para cálculo das participações encontra-se abaixo.

<b>Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)</b>	<b>Alíquota (em %)</b>
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

**Tabela A.3:** Pagamento da PE após o terceiro ano de produção

## Apêndice B

### Análise do preço

Uma comparação adicional que pode ser feita entre os países estudados é identificar a porcentagem do preço utilizada para pagar as despesas com as taxas. Para tal estudo os seguintes cálculos foram feitos:

1°. Para cada ano foi calculada a remuneração do governo por barril da seguinte forma: Remuneração Total do Governo / Produção Total do Ano.

2°. O valor acima foi dividido pelo preço simulado de cada ano.

O estudo foi feito para um campo com um volume recuperável de 4 bilhões de barris de petróleo e uma média de longo prazo de U\$ 95,00 / barril. Os resultados encontrados foram:

	Austrália	Brasil	Indonésia
<b>Máximo</b>	48,29%	51,89%	<b>71,34%</b>
<b>Mínimo</b>	5,12%	10,00%	<b>16,65%</b>
<b>Média</b>	36,27%	38,49%	<b>50,12%</b>

**Tabela B.1:** Análise do preço

Pode-se verificar que o país que destina uma maior parcela do preço ao pagamento das taxas é a Indonésia, o valor máximo ao longo do período estudado chega a 71,34% do preço. E mais uma vez a Austrália aparece como o país que destina a menor parcela ao pagamento das taxas, ficando ao longo do período estudado na média de 36,27% do preço.