

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

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 Policy*, 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 12th 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.; Iootty, 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 11th 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.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
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.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
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.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
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:

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

2º. 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
Máximo	48,29%	51,89%	71,34%
Mínimo	5,12%	10,00%	16,65%
Média	36,27%	38,49%	50,12%

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.