

6 Referências Bibliográficas

AMRAM, M.; KULATILAKA, N. **Real Options**: managing strategic investment in an uncertain world. Boston, Massachusetts: Harvard Business School Press, 1999. 246p.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e Gás Natural 2002**. Rio de Janeiro, 2002.

BAKER, M.P.; MAYFIELD, E.S.; PARSONS J.E. **Alternative Models of Uncertain Commodity Prices for Use with Modern Asset Pricing**. Energy Journal, vol.19, n.1, January. p.115-148. 1998.

BATISTA, F. **Avaliação de Opções de Investimento em Projetos de Exploração e Produção de Petróleo por meio da Fronteira de Exercício Ótimo da Opção**. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Industrial, PUC-Rio, 2002.

BLACK, F.; SCHOLES, M. **The Pricing of Options and Corporate Liabilities**. Journal of Political Economy 81. p.637-659. 1973

BP Amoco Statistical Review of World Energy -
www.bp.com/centres/energy/index.asp

BREALEY, R.A.; MYERS, S.C. **Principles of Corporate Finance**. 6 ed. Irwin/McGraw-Hill, 2000. 1093p.

BRENNAN, Michael J.; SCHWARTZ, Eduardo S. **Evaluating Natural Resource Investments**, Journal of Business 58. p. 135-157. January, 1985.

CASTRO, G. **Opções Reais: Estudo de Caso Aplicado a Reservatórios de Petróleo**. Dissertação de Mestrado, Escola de Administração de Empresas de São Paulo, FGV, 2002.

COPELAND, T.; ANTIKAROV, V. **Opções Reais**: um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos. Tradução de Maria Cyhlar. Rio de Janeiro: Editora Campus, 2001. 368 p. Título Original: Real Options: A Practitioner's Guide.

DIAS, M.A.G. **Investment in Information in Petroleum**: Real Options and Revelation. Departamento de Engenharia Industrial, PUC-Rio. Mimeografado, abr. 2002, 38 pp.

DIAS, M.A.G. **Linear and Nonlinear Models for the Underlying Asset $V(P)$ and the NPV Equation**. Disponível em:<www.puc-rio.br/marco.ind>. Acesso em: 20 out. 2002.

DIAS, M.A.G. **Real Options in Upstream Petroleum**: Overview of Models and Applications. Artigo submetido à publicação no livro Euromoney's Real Options book editado pelo Prof. Charles Schell, 2001. 27p.

DIAS, M.A.G. **Investimento sob Incerteza em Exploração & Produção de Petróleo**. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Industrial, PUC-Rio, 1996.

DIAS, M.A.G., ROCHA, K.M.C. **Petroleum Concessions with Extendible Options Using Mean Reversion with Jumps to Model Oil Prices**. Working Paper apresentado na 3ª Conferência Internacional Anual em Opções Reais, Holanda, junho 1999. 1998.

DIXIT, A.K.; PINDYCK R.S. **Investment under Uncertainty**. New Jersey: Princeton University Press, 1994. 468p.

DIXIT, A.K. **Choosing Among Alternative Discrete Investment Projects Under Uncertainty**. Economic Letters, v.41, p.265-288.1993.

DORNBUSCH, R.; FISCHER, S.; STARTZ, R. **Macroeconomics**. 8.ed. New York, NY: McGraw-Hill/Irwin, 2001. 571p.

Fundo Monetário Internacional. **International Finance Statistics (IFS)**. Consulta em agosto de 2002.

GOLDBERG, Simone. Indústria do Petróleo. **Conjuntura Econômica**, v.20, n°9, set. 2002.

GRAHAM, J.; HARVEY, C. **The theory and practice of corporate finance evidence from the field**. Journal of Finance Economics 60, 2001. p.187-243.

HULL, J. C. **Options, Futures, and Other Derivative**. 4.ed. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 2000. 698p.

JACOBSON, R. **Microsoft Excel 2000 Visual Basic for Applications - Fundamentos**. Tradução de João Eduardo Nóbrega Tortello. São Paulo: Makron Books, 2001. 347p. Título Original: Microsoft Excel 2000 Visual Basic for Applications - Fundamentals.

KLAMMER, T. **Empirical Evidence on the Adoption of Sophisticated Capital Budgeting Techniques**. Journal of Business, p.387-397. 1972.

MERTON, R. C. **The Theory of Rational Option Pricing**. Bell Journal of Economics and Management Science 4. 141-183. 1973.

PADDOCK, J.L.; Siegel, D. R.; Smith, J. L. **Option Valuation of Claims on Real Assets: The Case of Offshore Petroleum Leases**. Quarterly Journal of Economics, ago. 1988, p.479-508.

PICKLES, E.; SMITH, J.L. **Petroleum Property Evaluation: A Binomial Lattice Implementation of Option Pricing Theory**. Energy Journal, vol.14, n.2, p.1-26. 1993.

PINDYCK, R.S. **The Long-Run Evolution of Energy Prices**. Energy Journal, vol.20, n. 2, p.1-27. 1999.

SAMANEZ, C.P. **Introdução às Finanças Corporativas**. Notas de Aula. Março de 2001.

SCHALL, L.; SUNDEN, G.; GEIJSBEEK, W. **Survey and Analysis of Capital Budgeting References**. Journal of Finance, 48, 2, p.621-640. 1993.

SIEGEL, D.R.; SMITH, J. L.; PADDOCK, J.L. **Valuing Offshore Oil Properties with Option Pricing Models**. Midland Corporate Finance Journal 5, Spring. P.22-30. 1987.

SMITH, C.W. Applications of Option Pricing Analysis. In: **Handbook of Financial Economics**. North Holland Publishing Company, 1979. p.79-121.

SCHWARTZ, E.S. **The Stochastic Behavior of Commodity Prices: Implications for Valuation and Hedging**. Journal of Finance, vol.52, n.3, Julho. P.923-973. 1997.

SCHWARTZ, E.S.; CORTAZAR, G. **Monte Carlo Evaluation Model of an Undeveloped Oil Field**. Journal of Energy Finance & Development, vol.3, n.1. p.73-84. 1998.

TRIGEORGIS, L. **Real Options - Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation**. Cambridge, Massachusetts: MIT Press, 1996. 427p.

TOBIN, J. A general Equilibrium Approach to Monetary Theory. Journal of Money, Credit and Banking 1, February. p.15-29.1969.

Apêndice

Apêndice 1. Determinação Alternativa da Equação Diferencial Parcial

No item 3.2.1 foi deduzida por Contingent Claims a equação diferencial parcial que representa o valor da oportunidade de investir no projeto. Esta foi determinada à partir de um portfolio livre de risco composto da posição comprada na própria opção de investir no projeto e uma posição short em um número n de barris de petróleo, que é o ativo base.

$$\phi = F(V) - n \cdot P \quad (\text{A1.1})$$

Porém é possível obter diretamente a equação diferencial representativa do valor do projeto. Para isso é utilizado o portfolio livre de risco composto de uma posição long no próprio projeto, $V(P)$, e short de n barris de petróleo, P :

$$\phi = V - n \cdot P \quad (\text{A1.2})$$

$$d\phi = dV - n \cdot dP \quad (\text{A1.3})$$

Além dos dois termos explicados anteriormente (pagamento da taxa de dividendos por período ao investidor que está na posição long e apreciação do valor do portfolio), como o portfolio possui uma unidade do projeto, que produz uma unidade do principal ativo, haverá a receita operacional deste ativo no período de tempo. Lembrando que o portfolio deve ser livre de risco o retorno será dado por:

$$r \cdot \phi \cdot dt = d\phi + Pdt - n \cdot P \cdot \delta \cdot dt \quad (\text{A1.4})$$

Onde δ é o convenience yield ou dividendo e P segue um MGB:

$$dP = \mu \cdot P \cdot dt + \sigma \cdot P \cdot dz$$

$$dP^2 = \mu^2 \cdot P^2 \cdot dt^2 + \sigma^2 \cdot P^2 \cdot dz^2 + \mu \cdot \sigma \cdot P^2 \cdot dt \cdot dz$$

$$dP^2 = \sigma^2 \cdot P^2 \cdot dt$$

E utilizando o Lema de Ito:

$$dV = \frac{\partial V}{\partial t} \cdot dt + V'(P) \cdot dP + \frac{1}{2} \cdot V''(P) \cdot (dP)^2 = V_t \cdot dt + V_p \cdot dP + \frac{1}{2} \cdot V_{pp} \cdot (dP)^2$$

$$dV - n \cdot dP = \frac{\partial V}{\partial t} \cdot dt + (V'(P) - n) \cdot dP + \frac{1}{2} \cdot V''(P) \cdot (dP)^2 =$$

$$V_t \cdot dt + (V_p - n) \cdot dP + \frac{1}{2} \cdot V_{pp} \cdot (dP)^2$$

$$dV = V_t \cdot dt + (V_p - n) \cdot (\mu \cdot P \cdot dt + \sigma \cdot P \cdot dz) + \frac{1}{2} \cdot V_{pp} \cdot \sigma^2 \cdot P^2 \cdot dt$$

$$dV = (V_t + V_p \cdot \mu \cdot P) \cdot dt + \left(V_p \cdot \sigma \cdot P + \frac{1}{2} \cdot V_{pp} \cdot \sigma^2 \cdot P^2 \right) \cdot dz \quad (A1.5)$$

$$d\phi = V_t \cdot dt + (V_p - n) \cdot dP + \frac{1}{2} \cdot V_{pp} \cdot \sigma^2 \cdot P^2 \cdot dt$$

$$d\phi = \left(V_t + (V_p - n) \cdot \mu \cdot P + \frac{1}{2} \cdot V_{pp} \cdot \sigma^2 \cdot P^2 \right) \cdot dt + (V_p - n) \cdot \sigma \cdot P \cdot dz$$

Como o termo aleatório (dz) deve ser zero:

$$(V_p - n) \cdot \sigma \cdot P \cdot dz = 0 \Rightarrow n = V_p \quad (A1.6)$$

Voltando para eq.(A1.4):

$$r \cdot \phi \cdot dt = \left(V_t + \frac{1}{2} \cdot V_{pp} \cdot \sigma^2 \cdot P^2 \right) \cdot dt + Pdt - V_p \cdot P \cdot \delta \cdot dt$$

$$r \cdot (V - V_p \cdot P) = \left(V_t + \frac{1}{2} \cdot V_{pp} \cdot \sigma^2 \cdot P^2 \right) + P - V_p \cdot P \cdot \delta$$

$$\frac{1}{2} \cdot V_{pp} \cdot \sigma^2 \cdot P^2 + (r - \delta) \cdot P \cdot V_p + P + V_t = r \cdot V \quad (A1.7)$$

Que tem solução similar, não idêntica por certo, a equação obtida no item

3.2.1.

$$\frac{1}{2} \cdot F_{pp} \cdot \sigma^2 \cdot P^2 + (r - \delta) \cdot P \cdot F_p + F_t \cdot dt = r \cdot F \quad (3.11)$$

Apêndice 2. Teste do modelo desenvolvido

Após toda a explanação teórica do modelo no capítulo 3, é válido testá-lo antes de sua efetiva utilização para gerar resultados no próximo capítulo. Para isto será utilizado um exemplo desenvolvido no projeto entre a PUC-Rio e Petrobras em 2001 e utilizado em Batista (2002). Para realizar este teste será calculado o valor da opção no tempo zero dado um preço do petróleo inicial, e serão também comparadas as curvas de gatilho para exercício ótimo. Nestes testes não serão considerados os fluxos de produção de petróleo e os custos operacionais, a qualidade da reserva e o valor presente dos custos de desenvolvimento para cada alternativa são definidos exógenamente.

Tabela 4.1 - Parâmetros para realização do Teste

Gerais:			
Preço inicial	US\$ 20	•	25% a.a.
ρ	12% a.a.	r	8% a.a.
B	400MM barris	•	8% a.a.
Custos Desenvolvimento e qualidade da reserva:			
DEV 1	400 MM US\$	q 1	0,08
DEV 2	1000 MM US\$	q 2	0,16
DEV 2	1700 MM US\$	q 3	0,22
Solução Opções Reais, Diferenças Finitas (método explícito):			
T expiração	2 anos	•T	0,001 ano
P max	60 US\$	•S	0,50 US\$

O valor encontrado para a opção é exatamente igual ao calculado pelo programa, US\$ 232,32. E o gráfico de fronteiras de exercício ótimo retirado diretamente da planilha também é praticamente igual ao gerado pelo software, como pode ser observado abaixo:

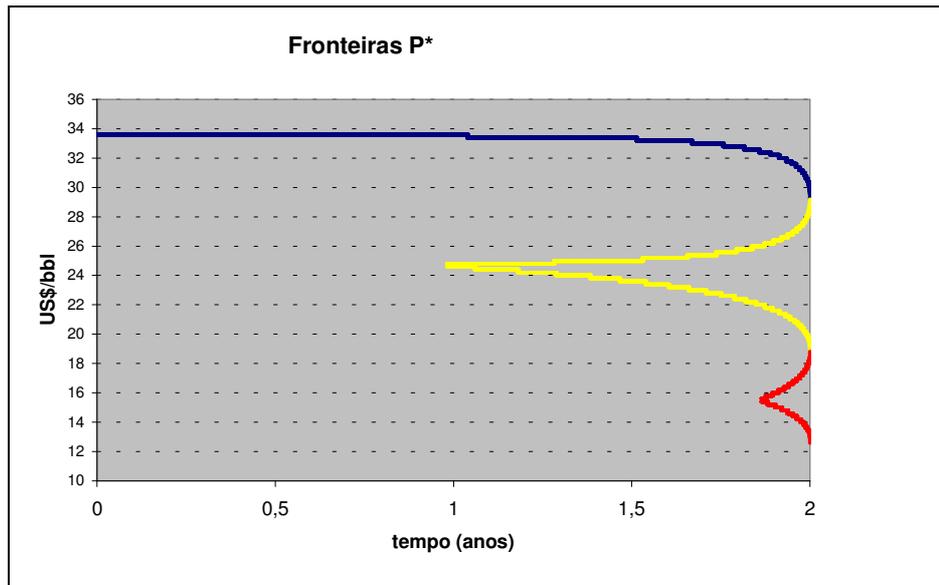


Gráfico A.1.1- Curva de gatilhos gerada pelo modelo desenvolvido nesta dissertação.

Abaixo é apresentado o gráfico produzido pelo software desenvolvido pelo projeto entre o DEI da PUC-Rio e a Petrobras em 2001:

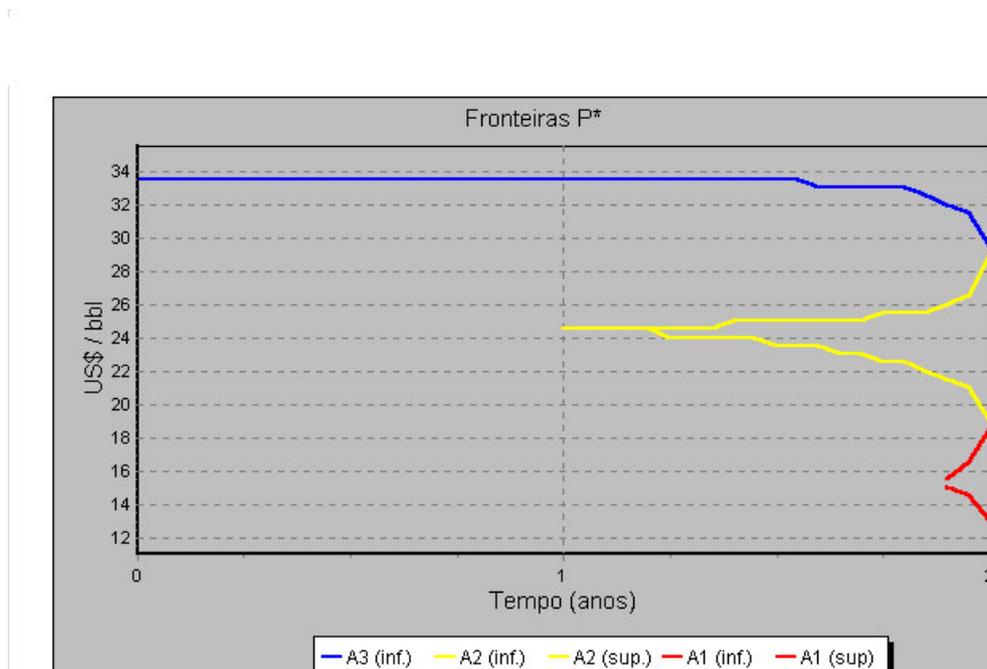


Gráfico A.1.2- Curva de gatilhos gerada pelo modelo desenvolvido pelo convênio Petrobras/PUC-Rio.

Apêndice 3. Tabelas com dados da produção de petróleo em cada alternativa

Neste apêndice é apresentada tabela com dados da produção de cada uma das alternativas, durante os vinte e cinco anos de produção. Estes dados conforme já explicados fazem parte do caso representativo da indústria nacional.

Tabela A3.1 – Produção de petróleo para cada alternativa em barris por dia

Ano	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
1	0	0	0
2	0	0	0
3	42.398	47.387	49.300
4	76.908	94.025	110.432
5	78.880	99.428	118.320
6	77.025	88.809	93.857
7	71.761	78.791	83.593
8	66.857	70.755	74.452
9	62.287	63.952	66.310
10	58.030	59.091	59.059
11	54.064	54.033	52.600
12	50.370	47.535	46.848
13	46.927	42.181	41.725
14	43.720	37.606	37.162
15	40.732	33.435	33.098
16	37.948	30.763	29.479
17	35.355	28.683	26.255
18	32.939	26.888	23.384
19	30.687	25.399	20.827
20	28.590	23.763	18.549
21	26.636	22.678	16.521
22	24.816	21.534	14.714
23	23.120	19.740	13.105
24	21.540	17.916	11.672
25	20.068	17.265	10.396

Apêndice 4. Cálculo do Investimento para Desenvolvimento do Campo

Alternativa 1:

VPL Investimento Líq de Benefícios Fiscais

\$1,035.11 milhões USD

Ano	Inv. Não Dep.	Inv. Dep.	Invest. Total	Inv. Deprec. Acumul.	Depreciação bruta	BF da Dep.	Inv. Líq. de BF
1	\$75	\$184	\$260	\$184	\$0	\$0	\$235
2	\$163	\$589	\$752	\$773	\$0	\$0	\$698
3	\$171	\$140	\$311	\$913	\$91	\$30	\$225
4	\$171	\$16	\$188	\$929	\$93	\$31	\$100
5	\$83	\$0	\$83	\$929	\$93	\$31	\$25
6	\$0	\$0	\$0	\$929	\$93	\$31	-\$31
7	\$0	\$0	\$0	\$929	\$93	\$31	-\$31
8	\$0	\$0	\$0	\$929	\$93	\$31	-\$31
9	\$0	\$0	\$0	\$929	\$93	\$31	-\$31
10	\$0	\$0	\$0	\$929	\$93	\$31	-\$31
11	\$0	\$0	\$0	\$929	\$93	\$31	-\$31
12	\$0	\$0	\$0	\$929	\$93	\$31	-\$31

Tabela A4.1 - Investimento para Desenvolvimento do Campo pela alternativa 1

Alternativa 2:

VPL Investimento Líq de Benefícios Fisc

\$1,185.57 milhões USD

Ano	Inv. Não Dep.	Inv. Dep.	Invest. Total	Inv. Deprec. Acumul.	Depreciação bruta	BF da Dep.	Inv. Líq. de BF
1	\$92	\$204	\$296	\$204	\$0	\$0	\$265
2	\$199	\$651	\$850	\$854	\$0	\$0	\$784
3	\$209	\$155	\$364	\$1,009	\$101	\$33	\$262
4	\$209	\$18	\$227	\$1,027	\$103	\$34	\$124
5	\$101	\$0	\$101	\$1,027	\$103	\$34	\$34
6	\$0	\$0	\$0	\$1,027	\$103	\$34	-\$34
7	\$0	\$0	\$0	\$1,027	\$103	\$34	-\$34
8	\$0	\$0	\$0	\$1,027	\$103	\$34	-\$34
9	\$0	\$0	\$0	\$1,027	\$103	\$34	-\$34
10	\$0	\$0	\$0	\$1,027	\$103	\$34	-\$34
11	\$0	\$0	\$0	\$1,027	\$103	\$34	-\$34
12	\$0	\$0	\$0	\$1,027	\$103	\$34	-\$34

Tabela A4.2 - Investimento para Desenvolvimento do Campo pela alternativa 2

Alternativa 3:

VPL Investimento Líq de Benefícios Fiscais

\$1,110.26 milhões USD

Ano	Inv. Não Dep.	Inv. Dep.	Invest. Total	Inv. Deprec. Acumul.	Depreciação bruta	BF da Dep.	Inv. Líq. de BF
1	\$84	\$194	\$278	\$194	\$0	\$0	\$250
2	\$181	\$620	\$801	\$814	\$0	\$0	\$741
3	\$190	\$147	\$338	\$961	\$96	\$32	\$243
4	\$190	\$17	\$207	\$978	\$98	\$32	\$112
5	\$92	\$0	\$92	\$978	\$98	\$32	\$29
6	\$0	\$0	\$0	\$978	\$98	\$32	-\$32
7	\$0	\$0	\$0	\$978	\$98	\$32	-\$32
8	\$0	\$0	\$0	\$978	\$98	\$32	-\$32
9	\$0	\$0	\$0	\$978	\$98	\$32	-\$32
10	\$0	\$0	\$0	\$978	\$98	\$32	-\$32
11	\$0	\$0	\$0	\$978	\$98	\$32	-\$32
12	\$0	\$0	\$0	\$978	\$98	\$32	-\$32

Tabela A4.3 - Investimento para Desenvolvimento do Campo pela alternativa 3

Apêndice 5. Gráficos de gatilhos para exercício ótimo para o caso base de características técnicas do projeto e custos de investimento constantes.

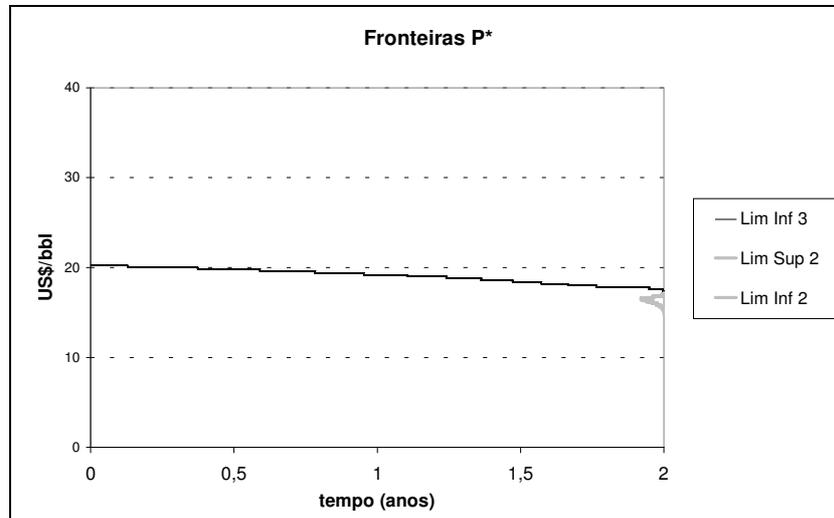


Gráfico A5.1 - Volatilidade 15%, método Business

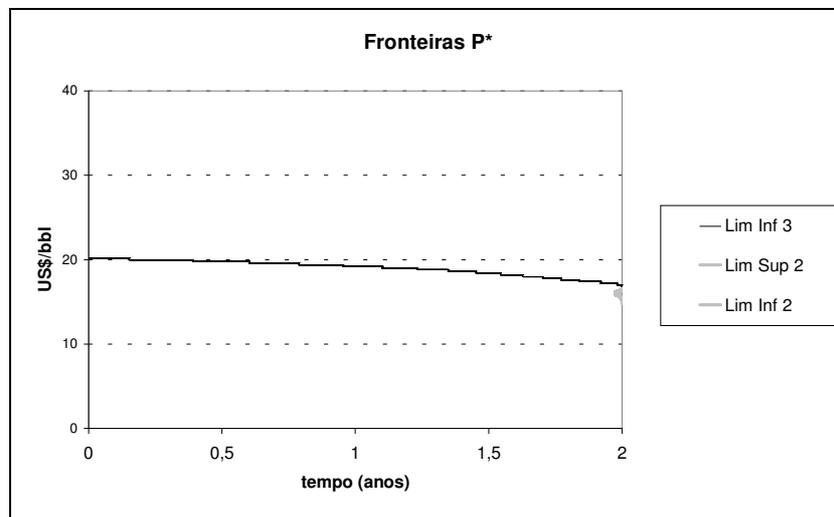


Gráfico A5.2 - Volatilidade 15%, método Fluxo de Caixa Rígido

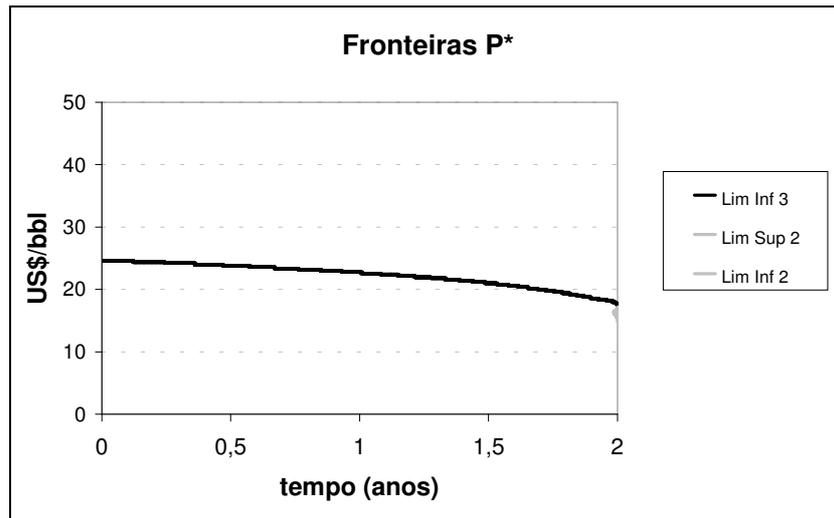


Gráfico A5.3 - Volatilidade 25%, método Business

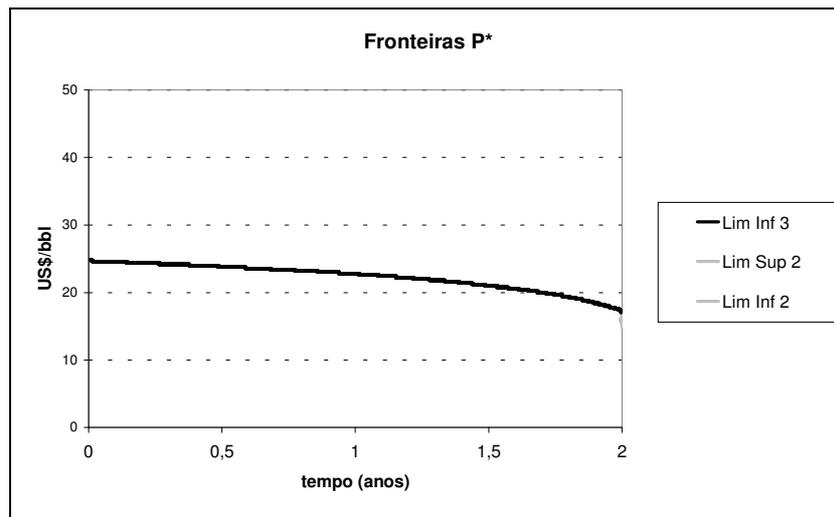


Gráfico A5.4 - Volatilidade 25%, método Fluxo de Caixa Rígido

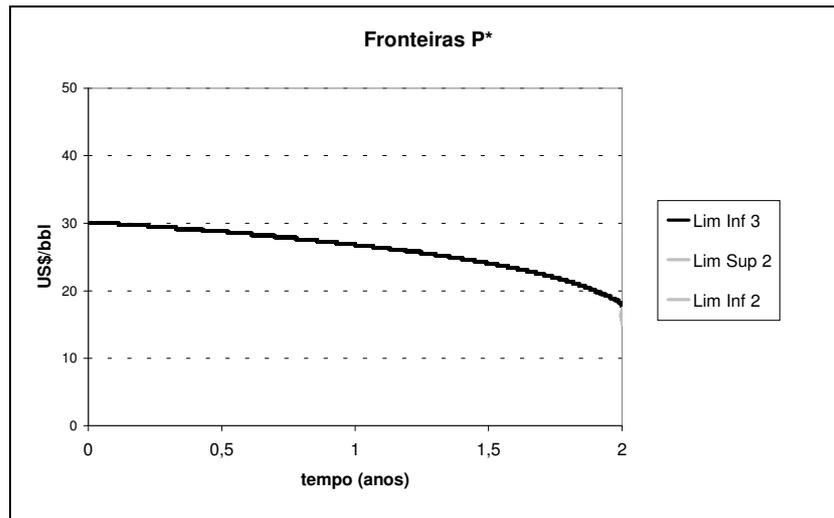


Gráfico A5.5 - Volatilidade 35%, método Business

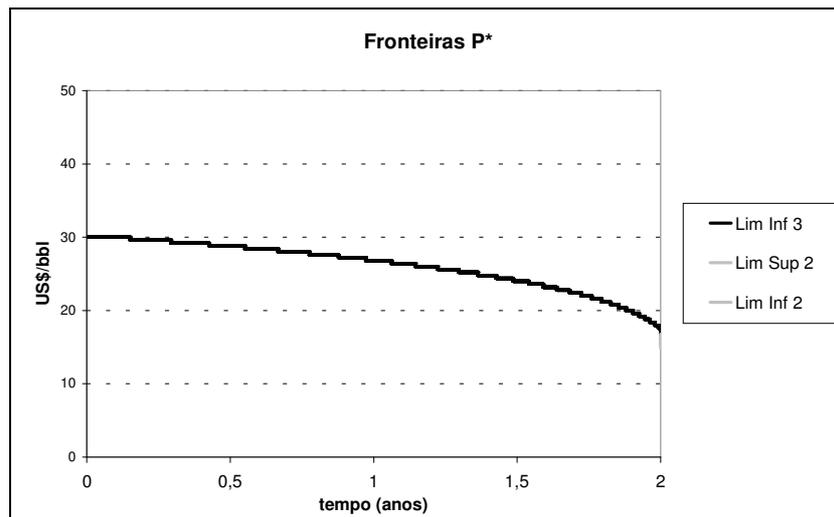


Gráfico A5.6 - Volatilidade 35%, método Fluxo de Caixa Rígido

Apêndice 6. Gráficos de gatilhos para exercício ótimo de 1970 a 1990 do caso base de *moneyness* constante e igual a US\$20 milhões. Para as volatilidades: 15%, 25% e 35%.

Abaixo são apresentadas os gráficos de gatilhos, em função do preço do petróleo, para exercício ótimo para a modalidade de teste de *moneyness* constante. Conforme já explicado, estes testes foram realizados para uma *moneyness* de US\$20 milhões. O “Preço Exercício” apresentado nas figuras representa o preço de referência para exercício imediato. Cabe ressaltar que a escala do eixo vertical varia de ano para ano.

Gráficos A6.1 a A6.61 correspondem aos anos de 1970 a 1990, para as volatilidades estimadas do petróleo de 15%, 25% e 35% ao ano.

Ano de 1970:

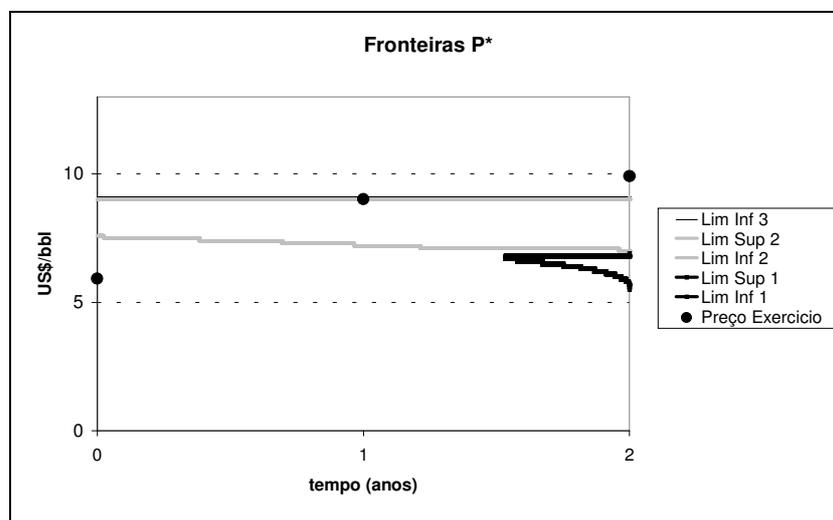


Gráfico A6.1 – Gráfico de gatilhos para 1970, volatilidade de 15%

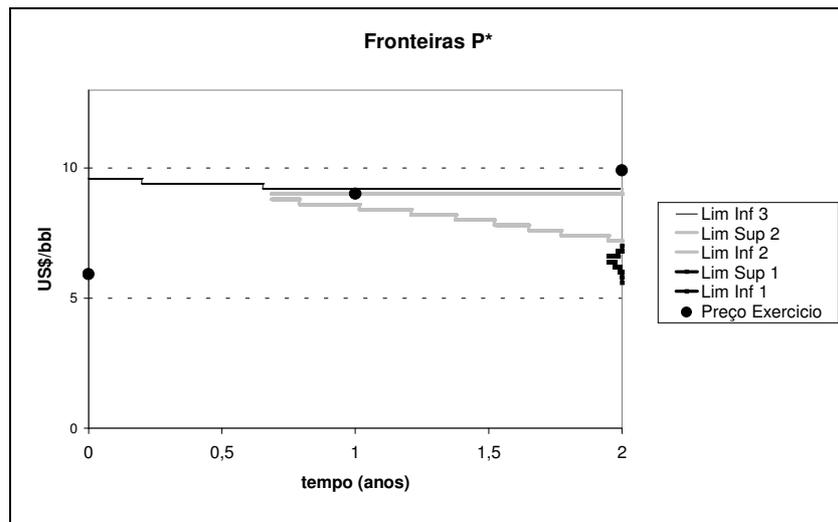


Gráfico A6.2 – Gráfico de gatilhos para 1970, volatilidade de 25%

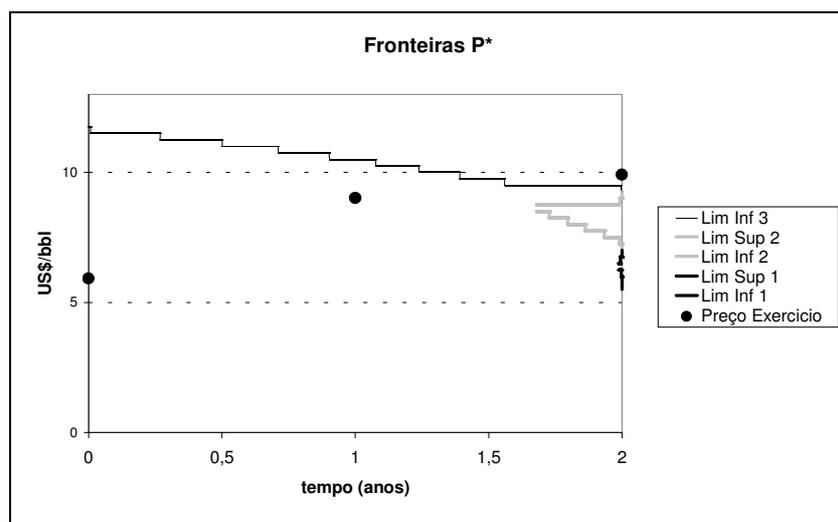


Gráfico A6.3 – Gráfico de gatilhos para 1970, volatilidade de 25%

1971:

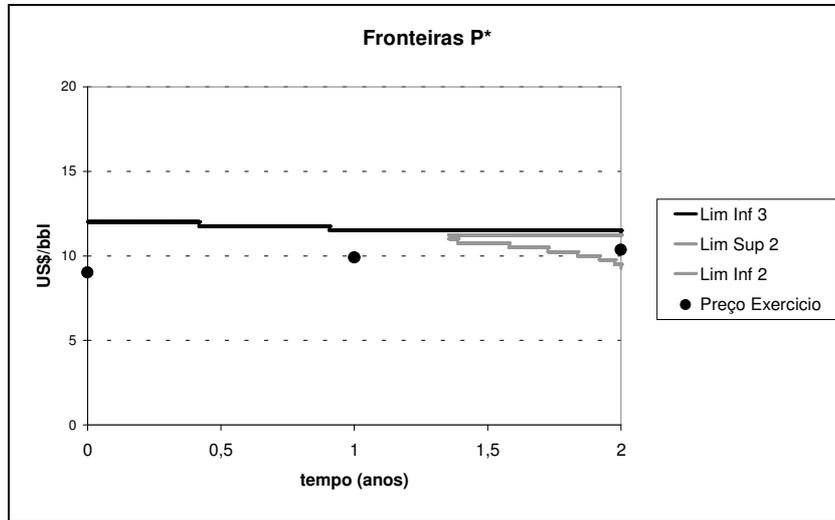


Gráfico A6.4 – Gráfico de gatilhos para 1971, volatilidade de 15%

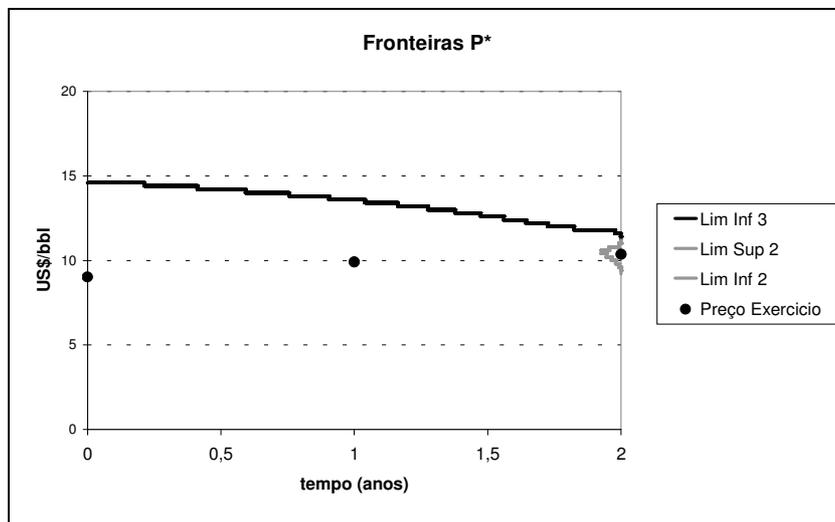


Gráfico A6.5 – Gráfico de gatilhos para 1971, volatilidade de 25%

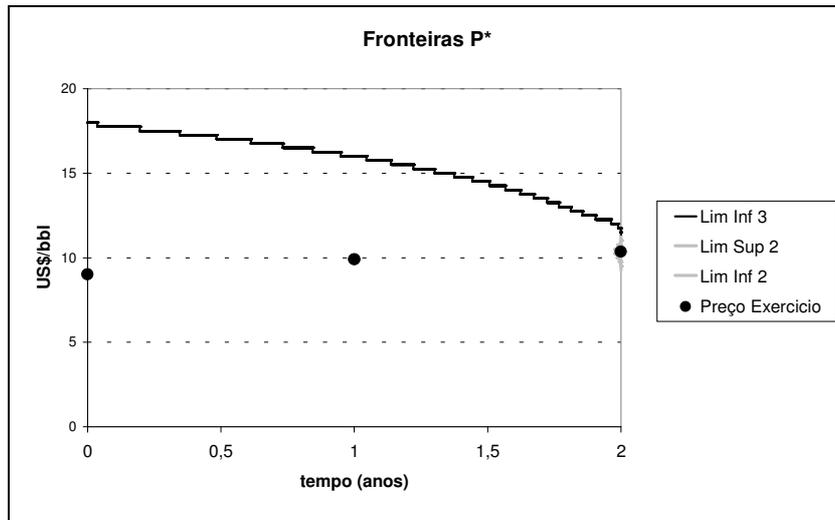


Gráfico A6.6 – Gráfico de gatilhos para 1971, volatilidade de 35%

1972:

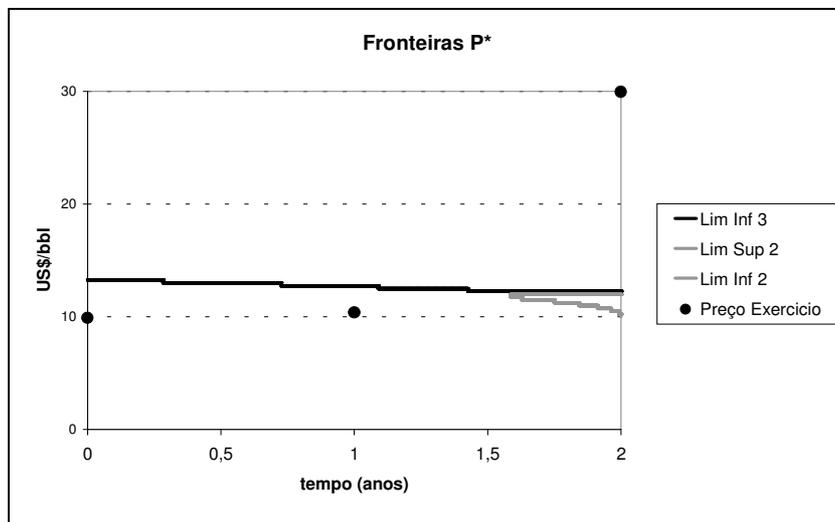


Gráfico A6.7 – Gráfico de gatilhos para 1972, volatilidade de 15%

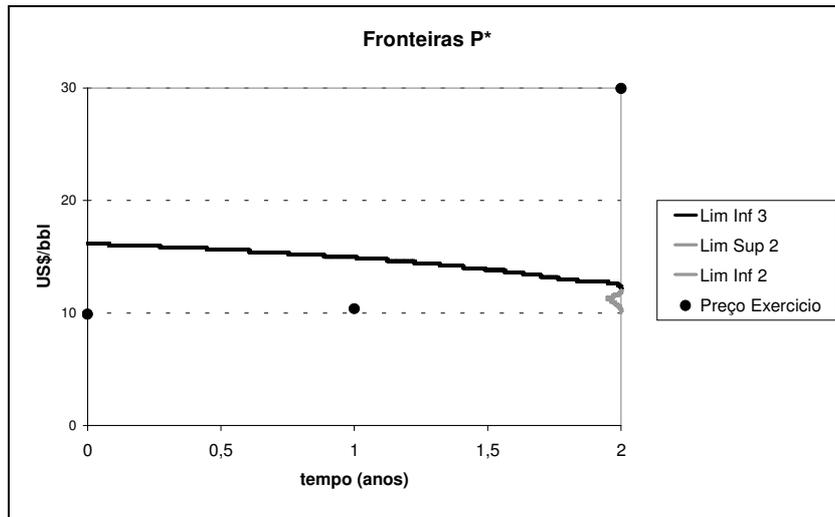


Gráfico A6.8 – Gráfico de gatilhos para 1972, volatilidade de 25%

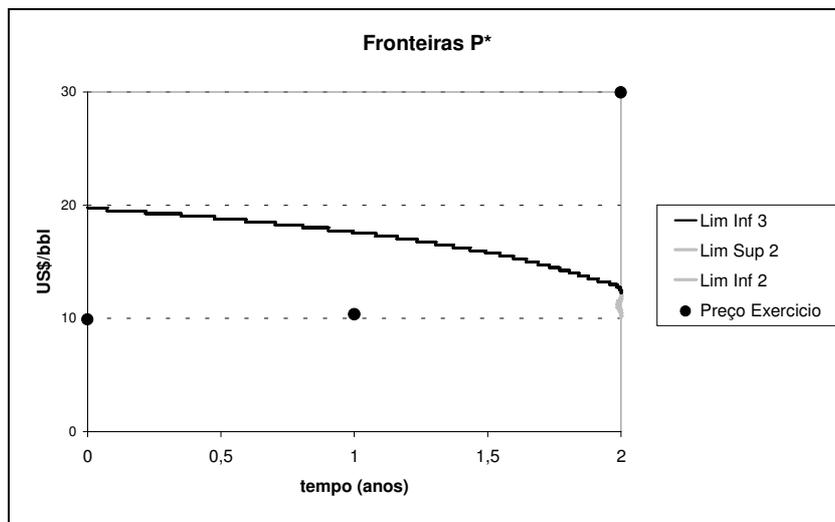


Gráfico A6.9 – Gráfico de gatilhos para 1972, volatilidade de 35%

1973

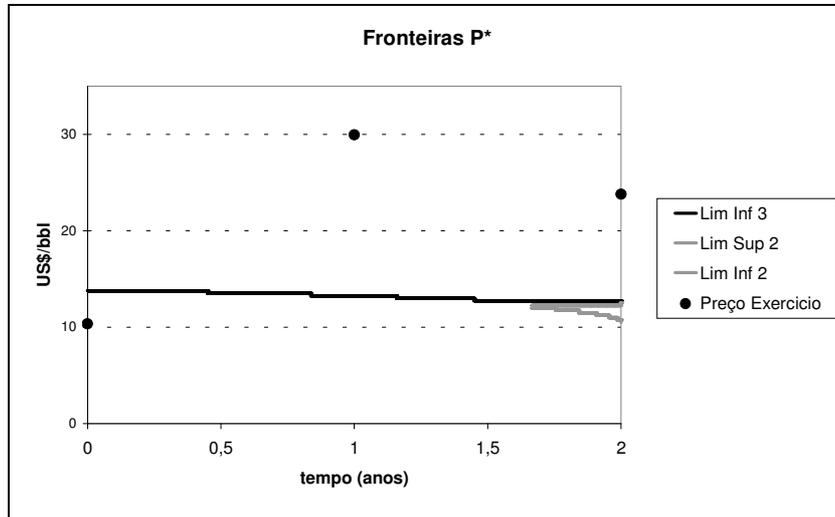


Gráfico A6.10 – Gráfico de gatilhos para 1973, volatilidade de 15%

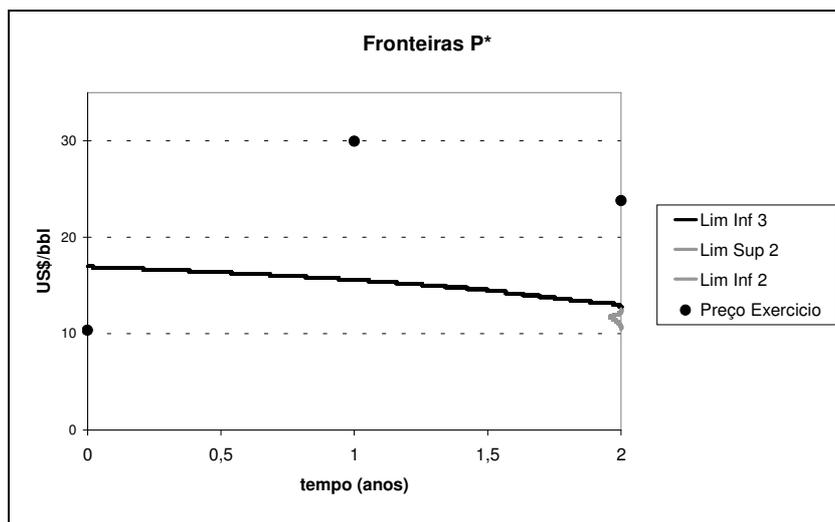


Gráfico A6.11 – Gráfico de gatilhos para 1973, volatilidade de 25%

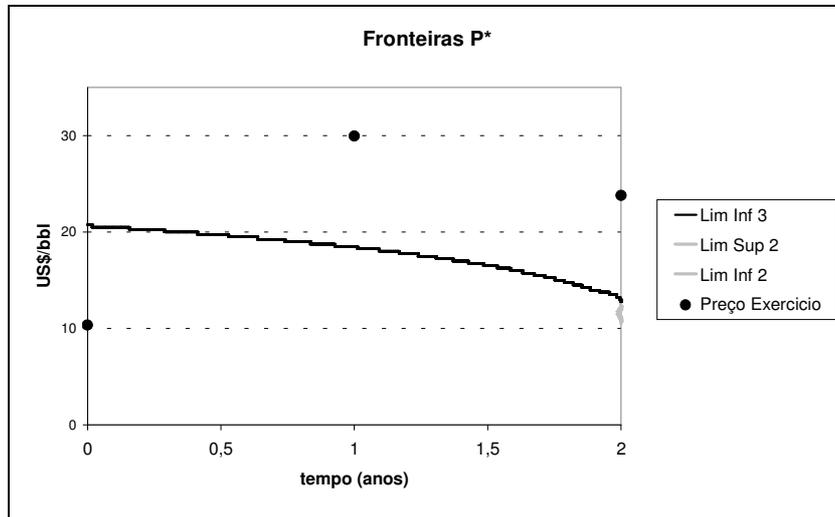


Gráfico A6.12 – Gráfico de gatilhos para 1973, volatilidade de 35%

1974:

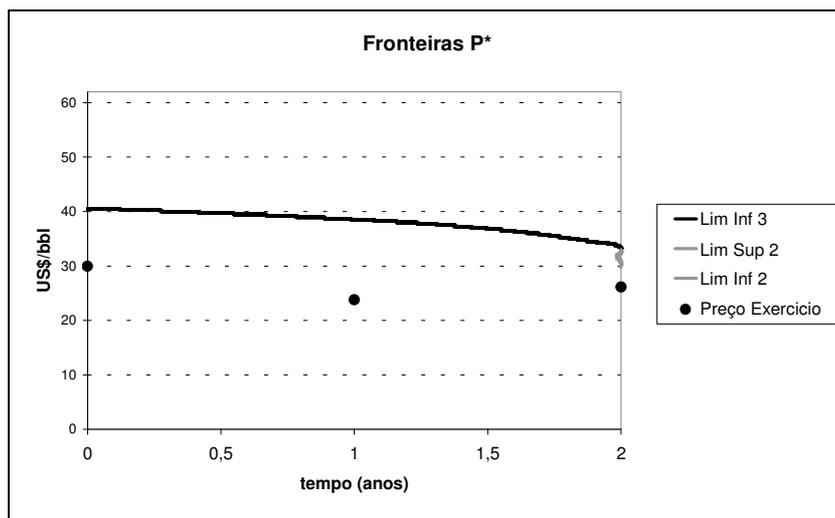


Gráfico A6.13 – Gráfico de gatilhos para 1974, volatilidade de 15%

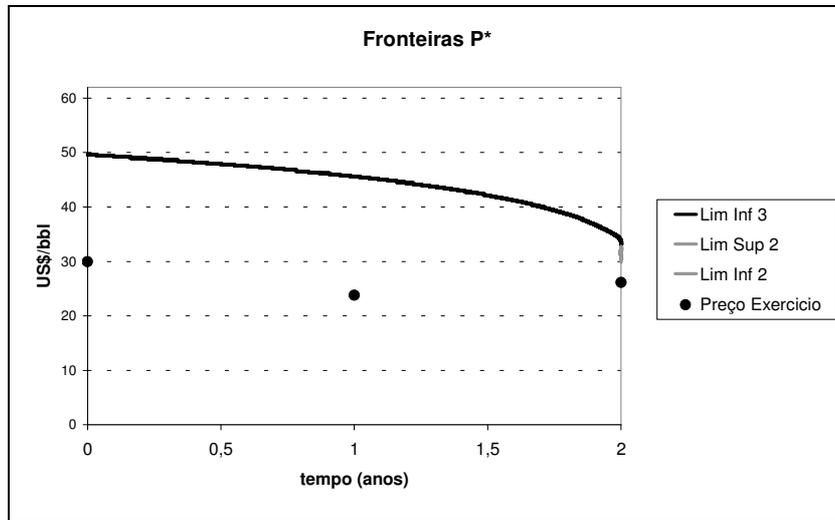


Gráfico A6.14 – Gráfico de gatilhos para 1974, volatilidade de 25%

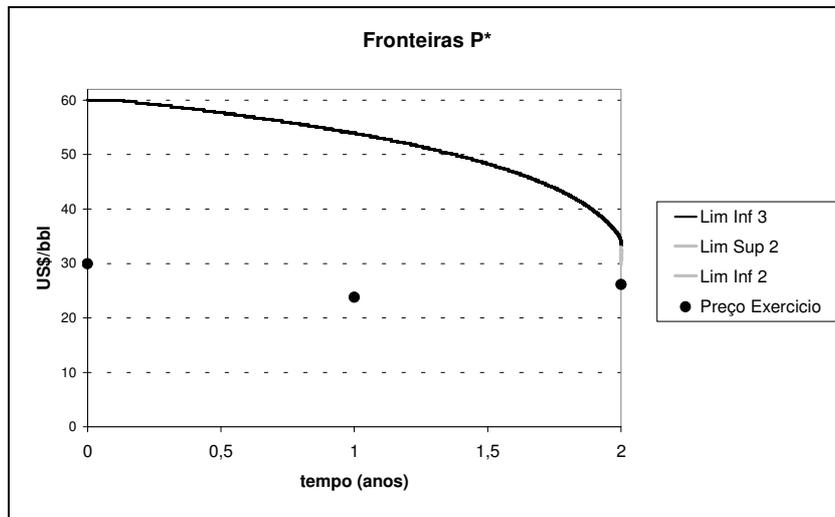


Gráfico A6.15 – Gráfico de gatilhos para 1974, volatilidade de 35%

1975:

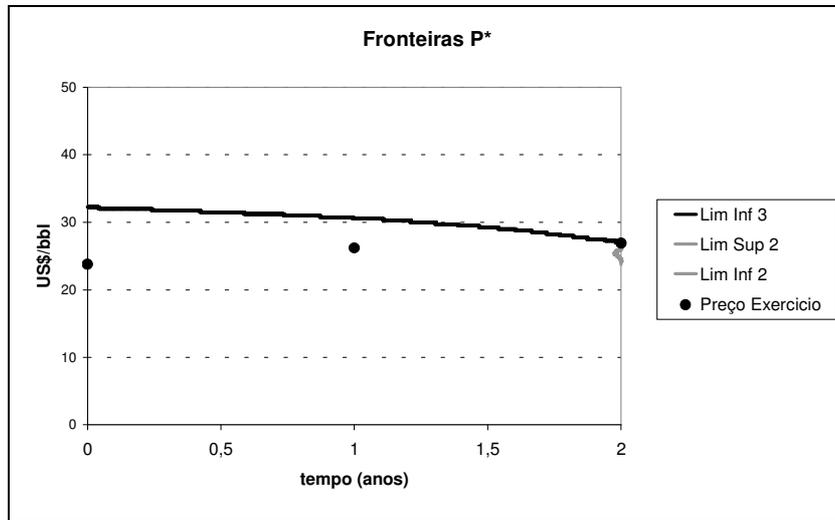


Gráfico A6.16 – Gráfico de gatilhos para 1975, volatilidade de 15%

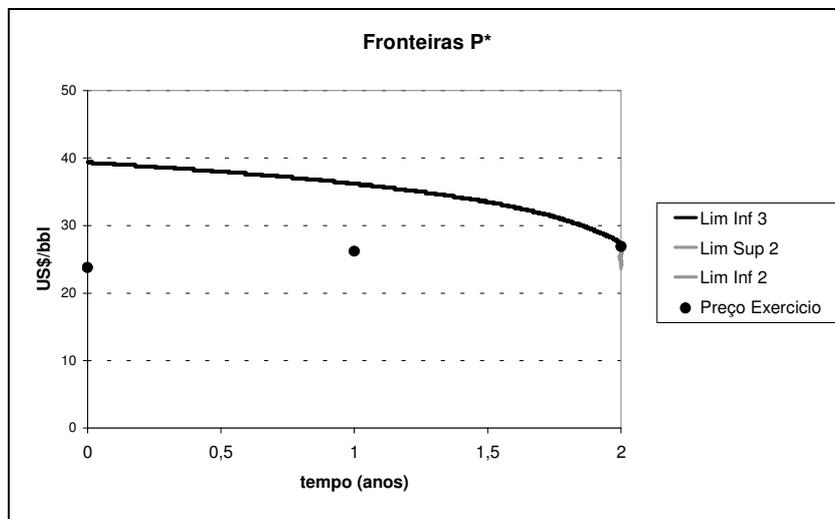


Gráfico A6.17 – Gráfico de gatilhos para 1975, volatilidade de 25%

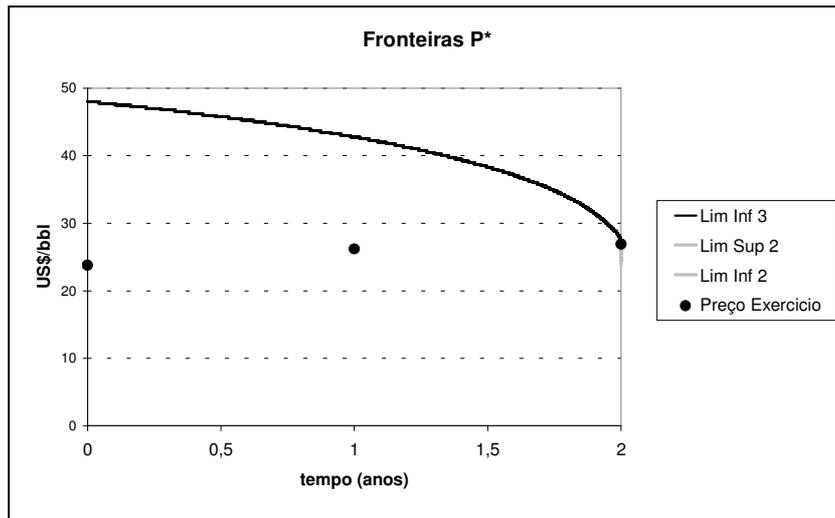


Gráfico A6.18 – Gráfico de gatilhos para 1975, volatilidade de 35%

1976:

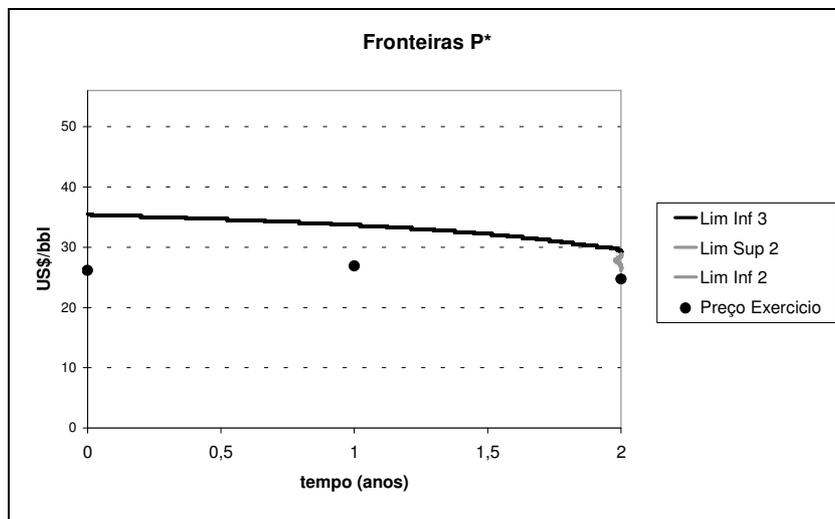


Gráfico A6.19 – Gráfico de gatilhos para 1976, volatilidade de 15%

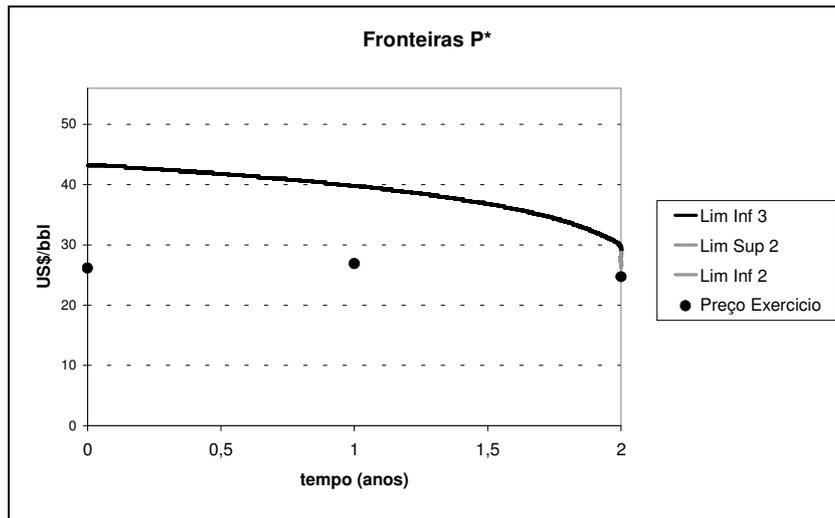


Gráfico A6.20 – Gráfico de gatilhos para 1976, volatilidade de 25%

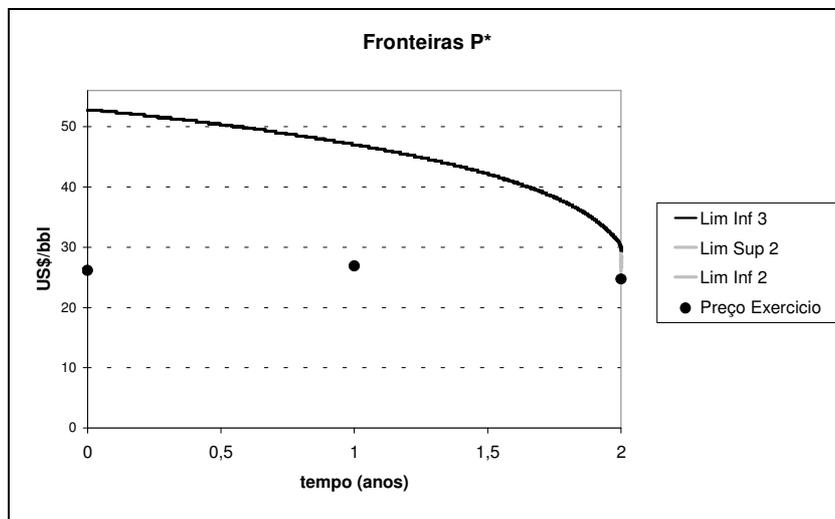


Gráfico A6.21 – Gráfico de gatilhos para 1976, volatilidade de 35%

1977

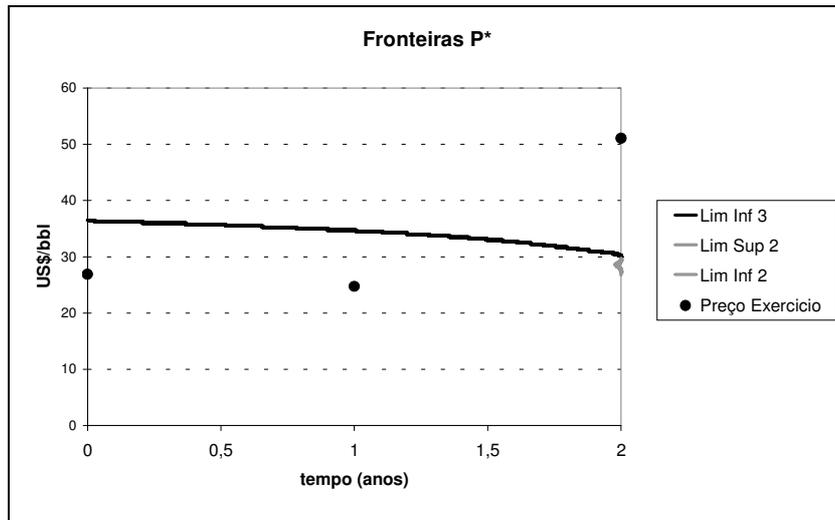


Gráfico A6.22 – Gráfico de gatilhos para 1977, volatilidade de 35%

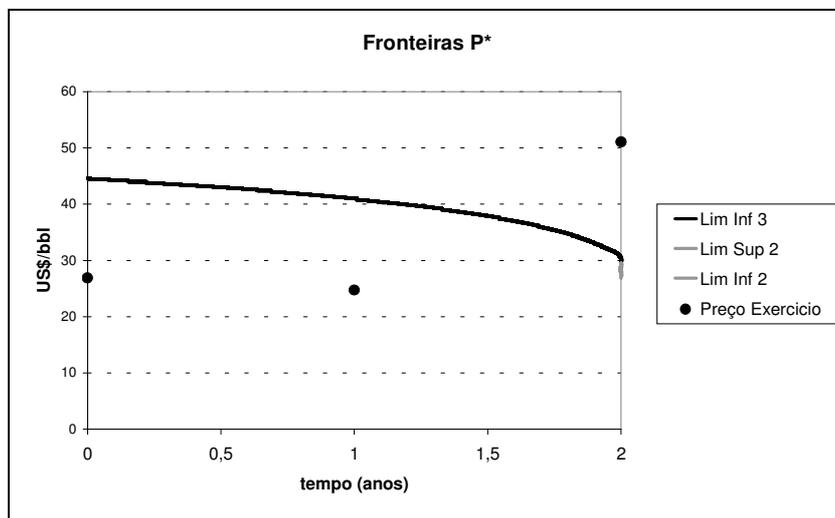


Gráfico A6.23 – Gráfico de gatilhos para 1977, volatilidade de 25%

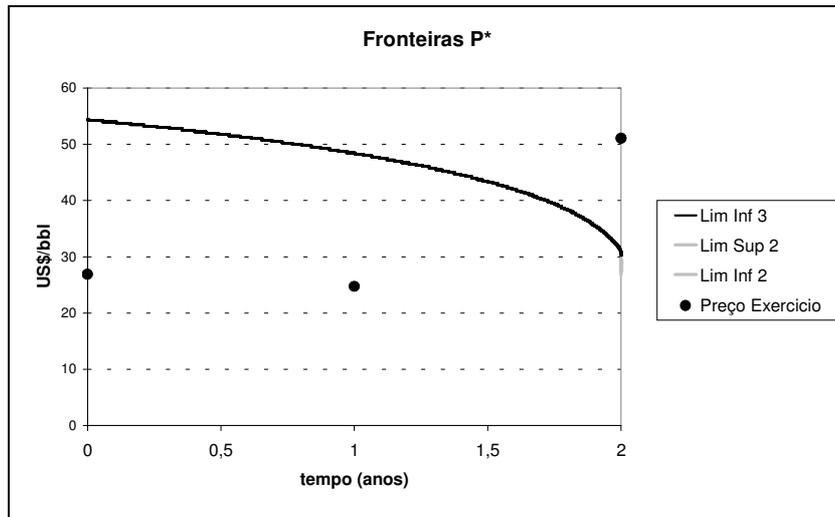


Gráfico A6.24 – Gráfico de gatilhos para 1977, volatilidade de 35%

1978:

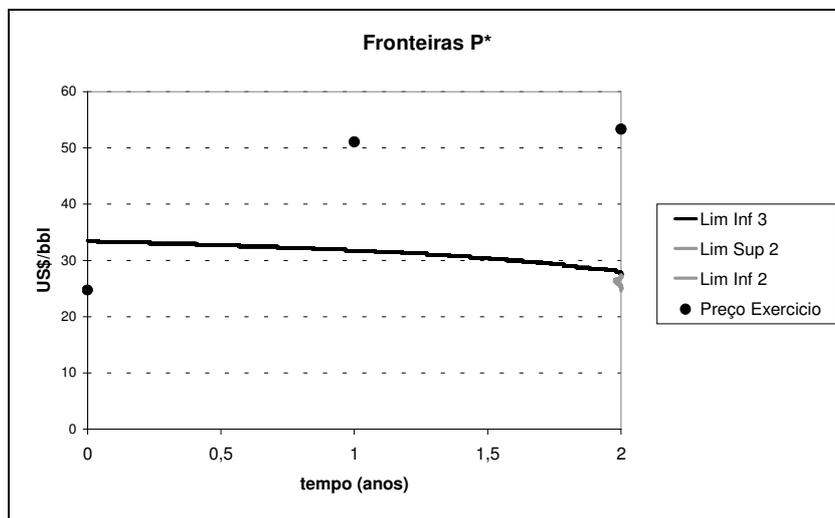


Gráfico A6.25 – Gráfico de gatilhos para 1978, volatilidade de 15%

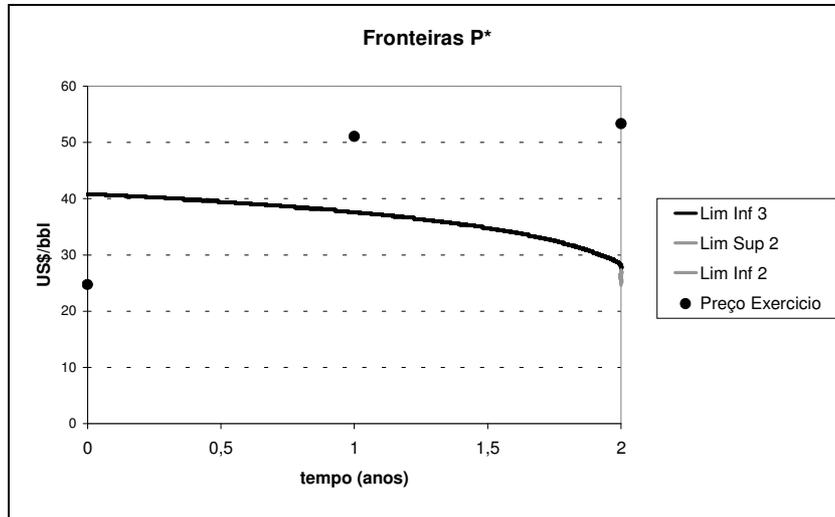


Gráfico A6.26 – Gráfico de gatilhos para 1978, volatilidade de 25%

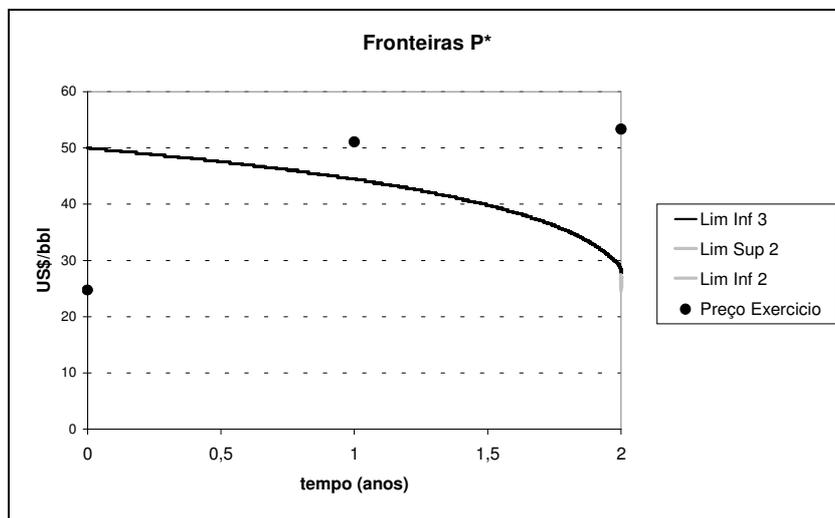


Gráfico A6.27 – Gráfico de gatilhos para 1978, volatilidade de 35%

1979:

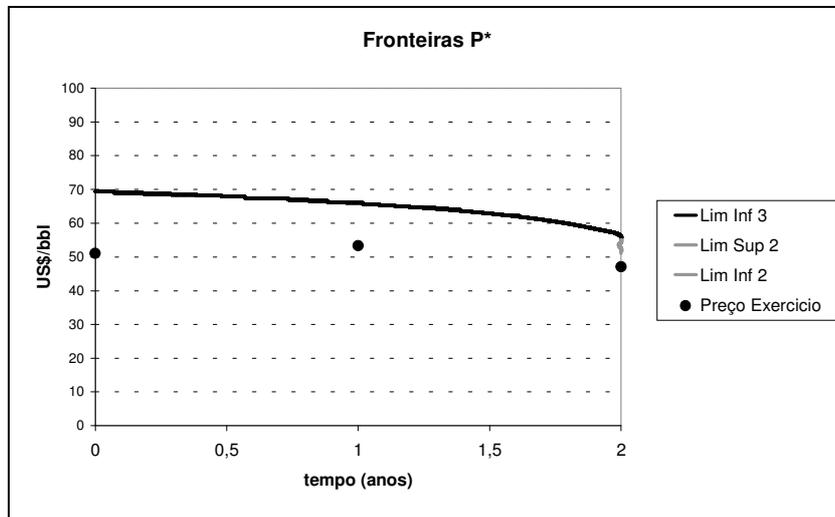


Gráfico A6.28 – Gráfico de gatilhos para 1979, volatilidade de 15%

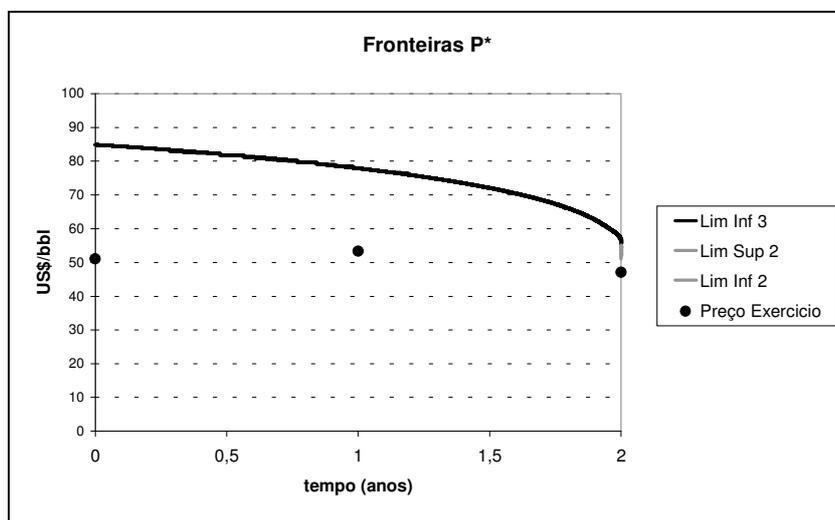


Gráfico A6.29 – Gráfico de gatilhos para 1979, volatilidade de 25%

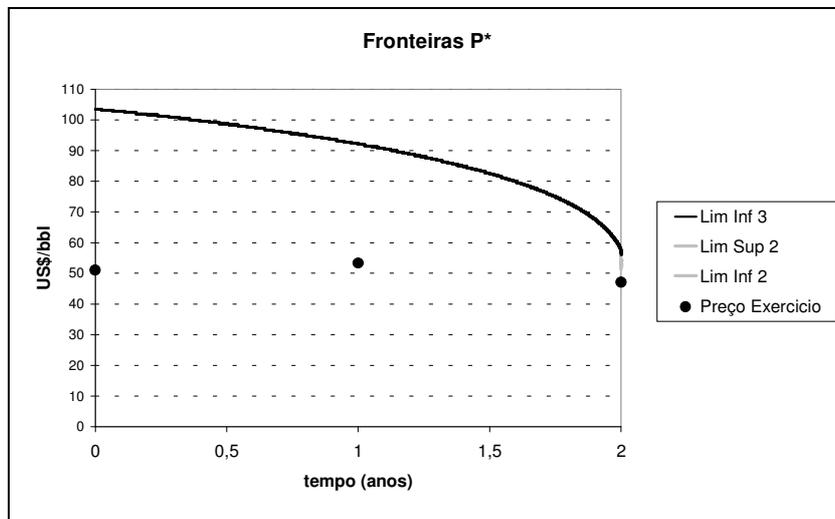


Gráfico A6.30 – Gráfico de gatilhos para 1979, volatilidade de 35%

1980:

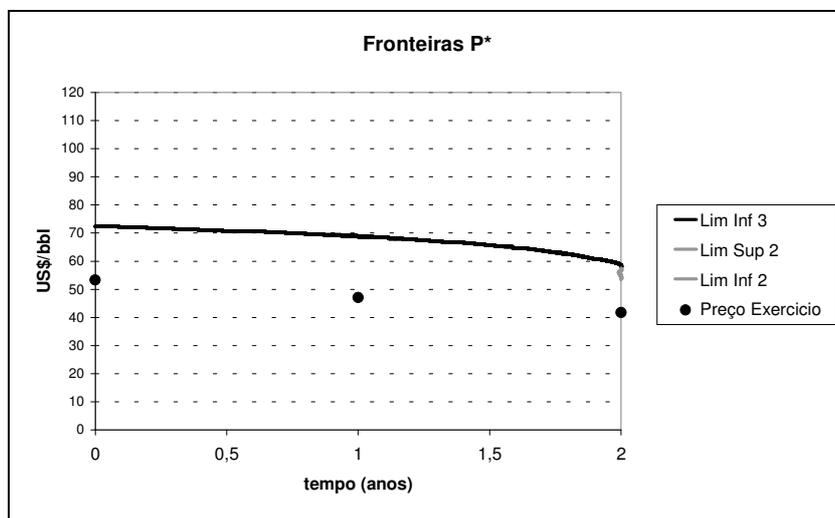


Gráfico A6.31 – Gráfico de gatilhos para 1980, volatilidade de 15%

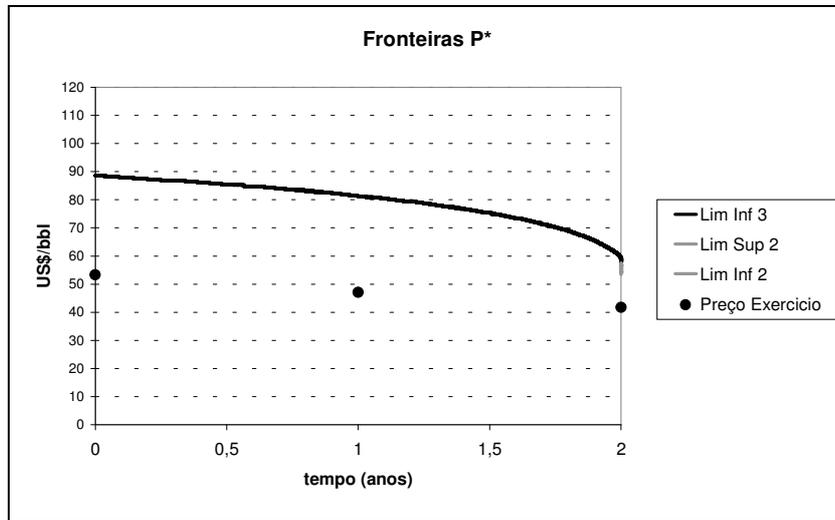


Gráfico A6.32 – Gráfico de gatilhos para 1980, volatilidade de 25%

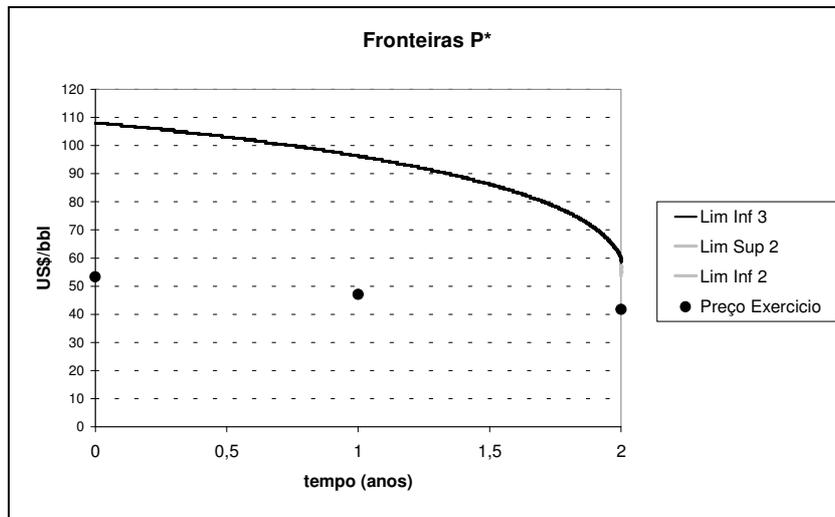


Gráfico A6.33 – Gráfico de gatilhos para 1980, volatilidade de 35%

1981:

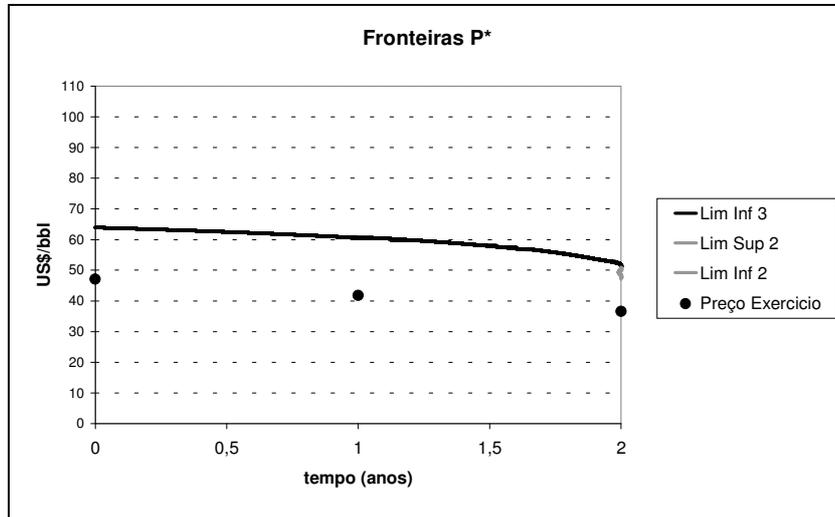


Gráfico A6.34 – Gráfico de gatilhos para 1981, volatilidade de 15%

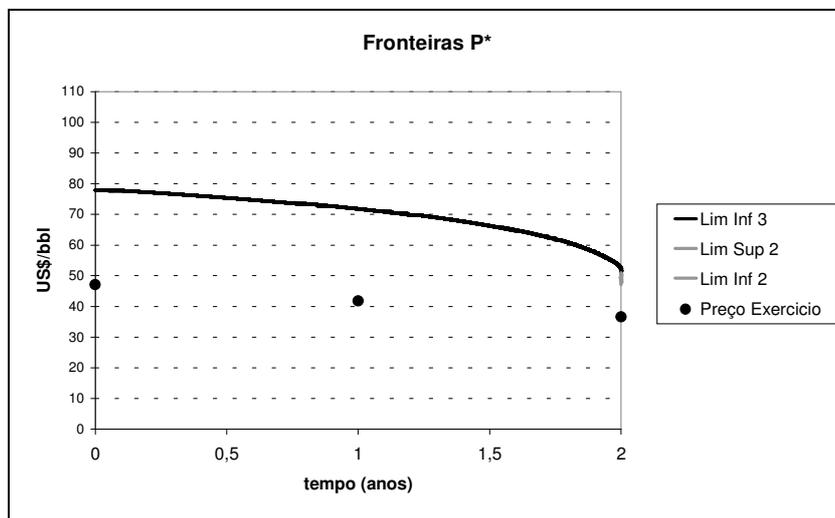


Gráfico A6.35 – Gráfico de gatilhos para 1981, volatilidade de 25%

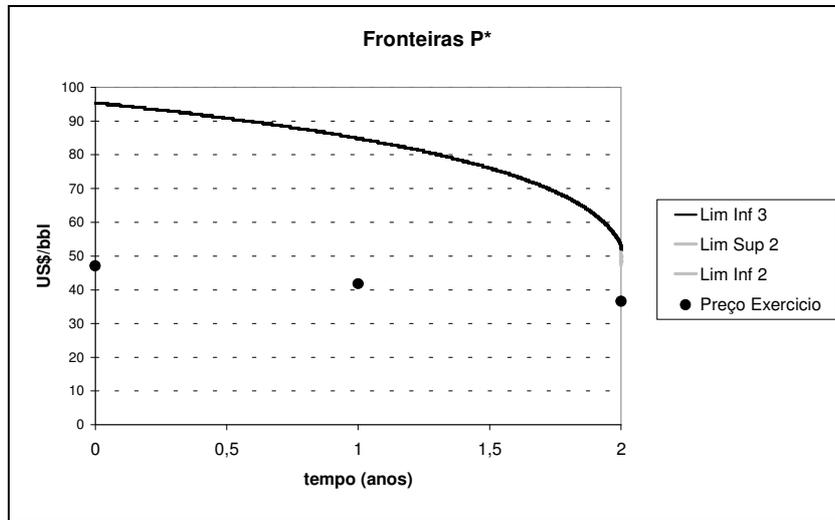


Gráfico A6.36 – Gráfico de gatilhos para 1981, volatilidade de 35%

1982:

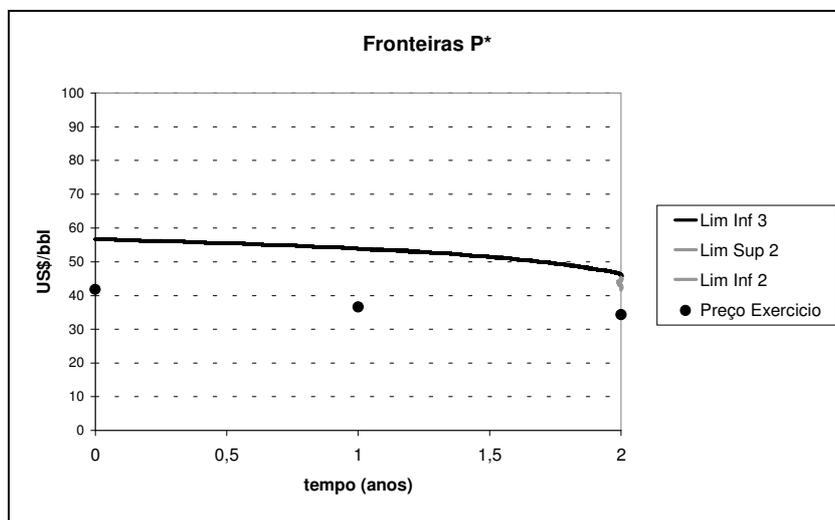


Gráfico A6.37 – Gráfico de gatilhos para 1982, volatilidade de 15%

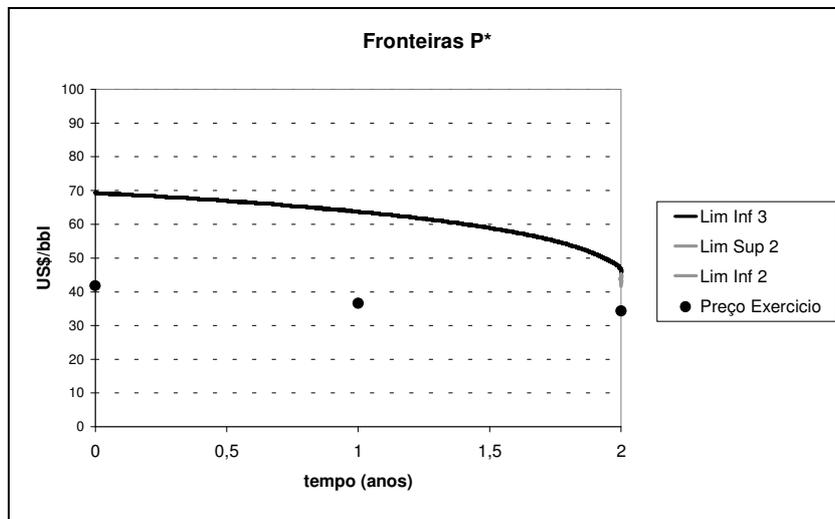


Gráfico A6.38 – Gráfico de gatilhos para 1982, volatilidade de 25%

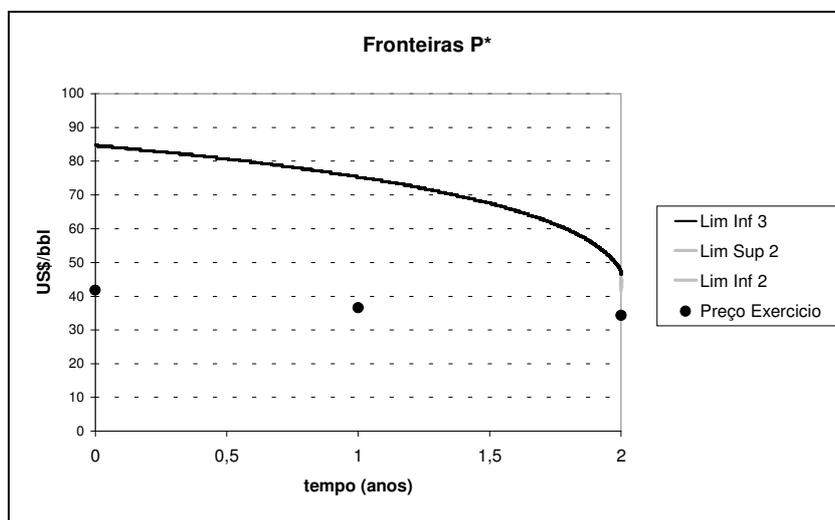


Gráfico A6.39 – Gráfico de gatilhos para 1982, volatilidade de 35%

1983:

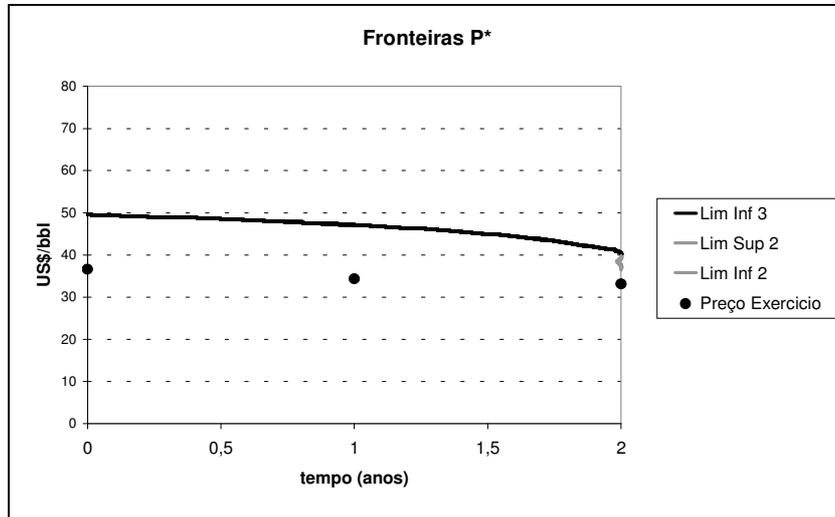


Gráfico A6.40 – Gráfico de gatilhos para 1983, volatilidade de 15%

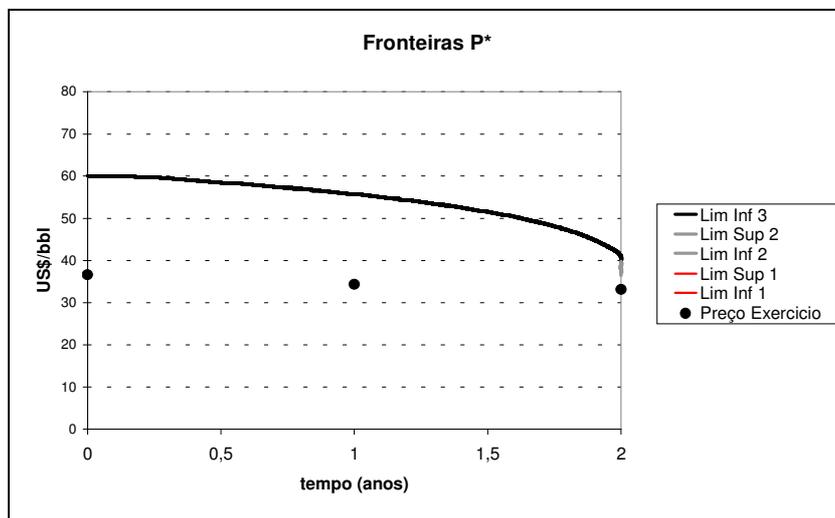


Gráfico A6.41 – Gráfico de gatilhos para 1983, volatilidade de 25%

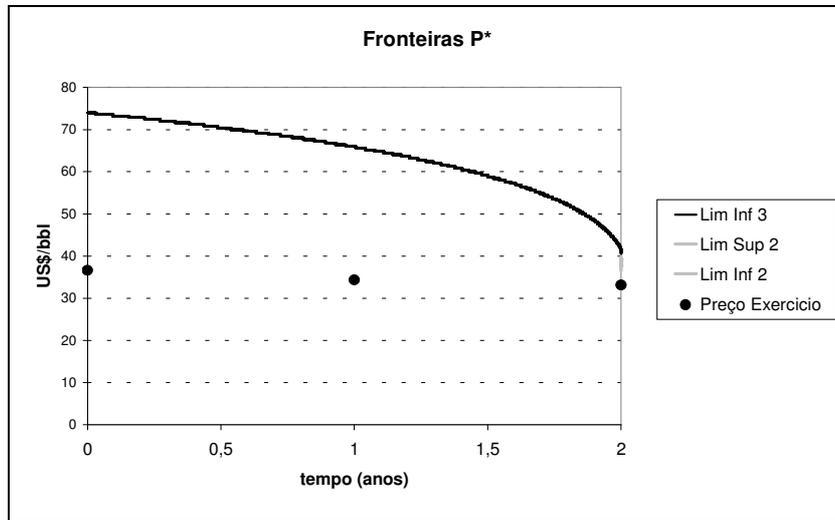


Gráfico A6.42 – Gráfico de gatilhos para 1983, volatilidade de 35%

1984:

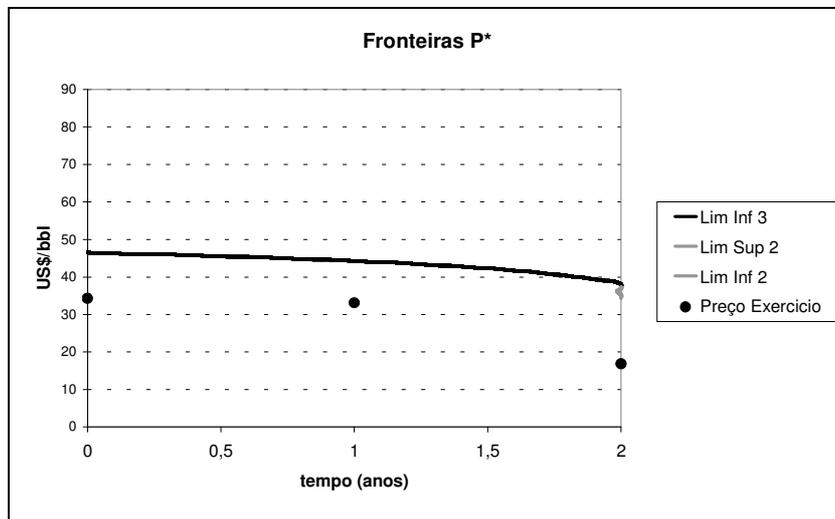


Gráfico A6.43 – Gráfico de gatilhos para 1984, volatilidade de 15%

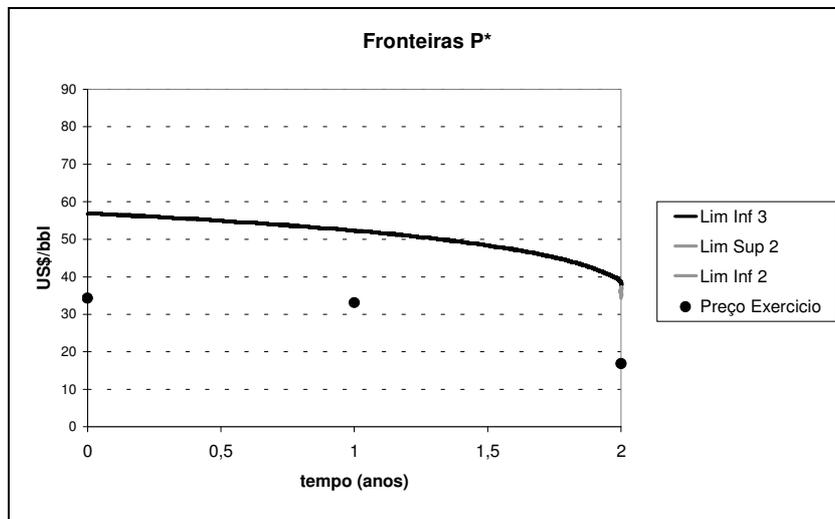


Gráfico A6.44 – Gráfico de gatilhos para 1984, volatilidade de 25%

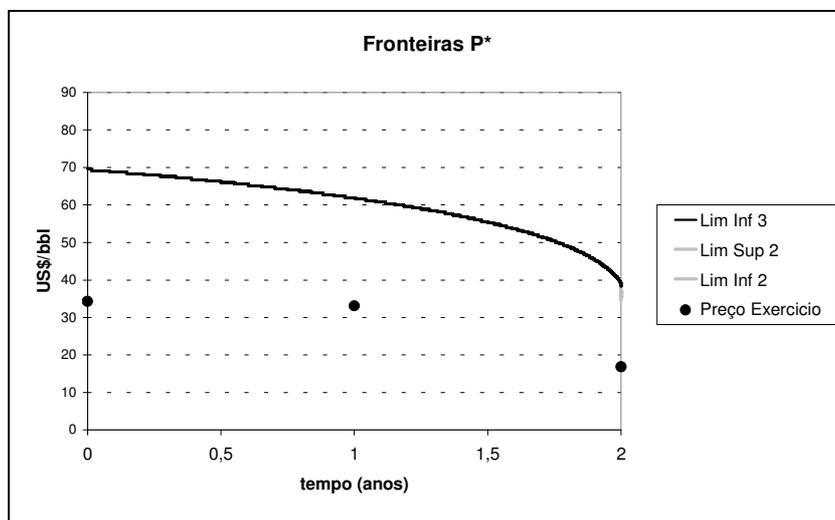


Gráfico A6.45 – Gráfico de gatilhos para 1984, volatilidade de 35%

1985:

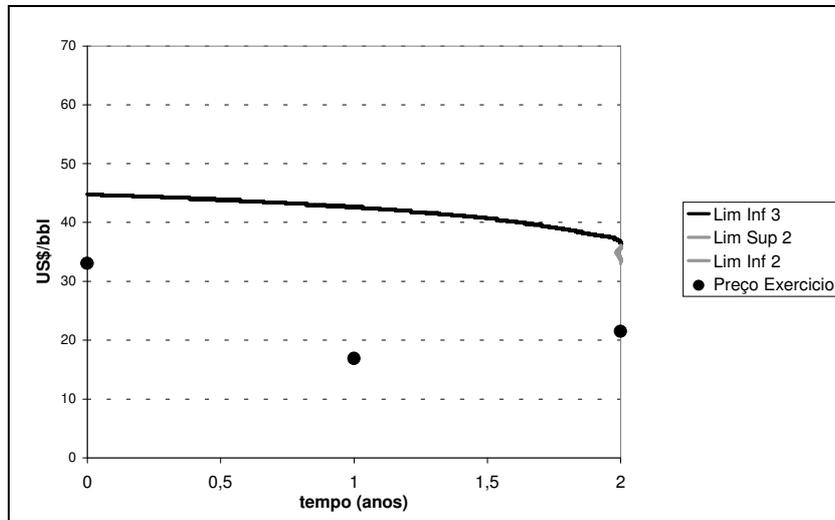


Gráfico A6.46 – Gráfico de gatilhos para 1985, volatilidade de 15%

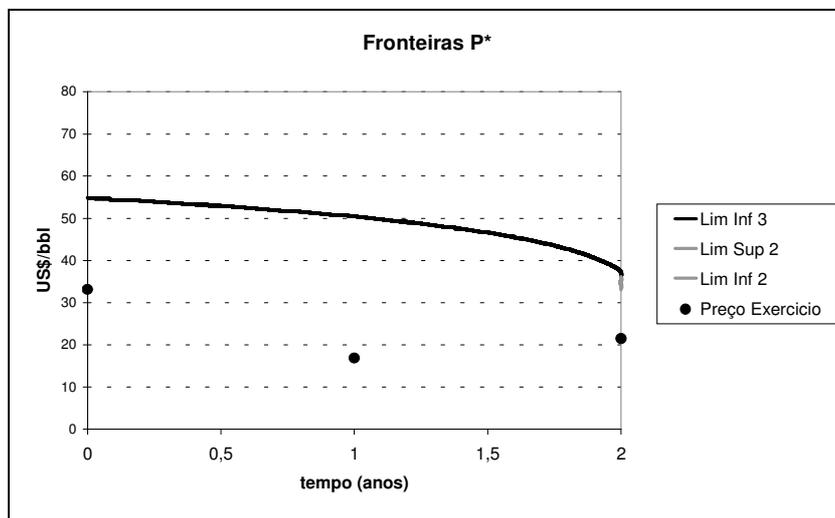


Gráfico A6.47 – Gráfico de gatilhos para 1985, volatilidade de 25%

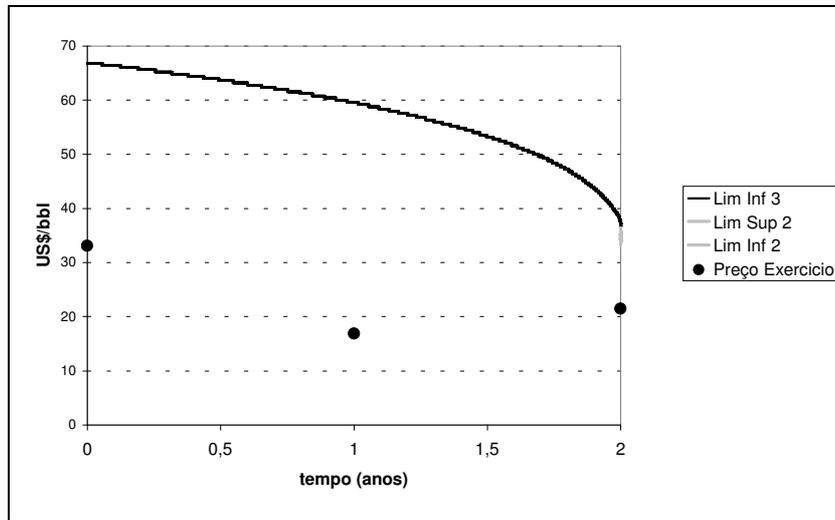


Gráfico A6.48 – Gráfico de gatilhos para 1985, volatilidade de 35%

1986:

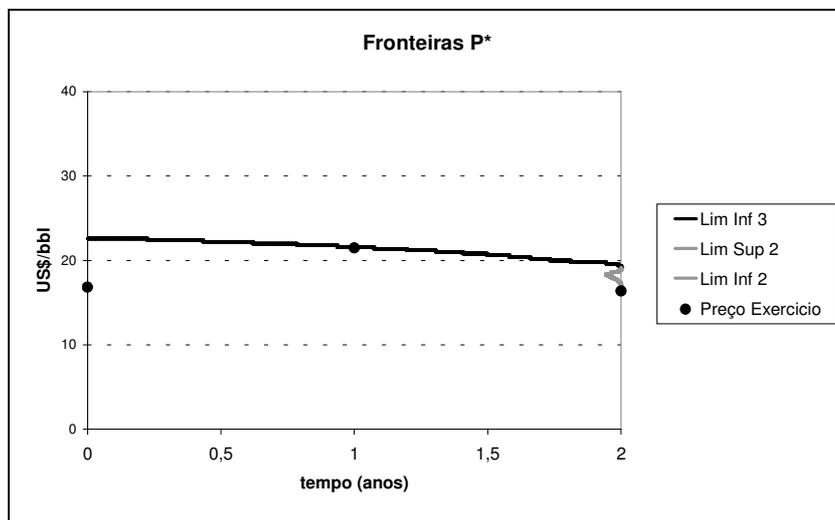


Gráfico A6.49 – Gráfico de gatilhos para 1986, volatilidade de 15%

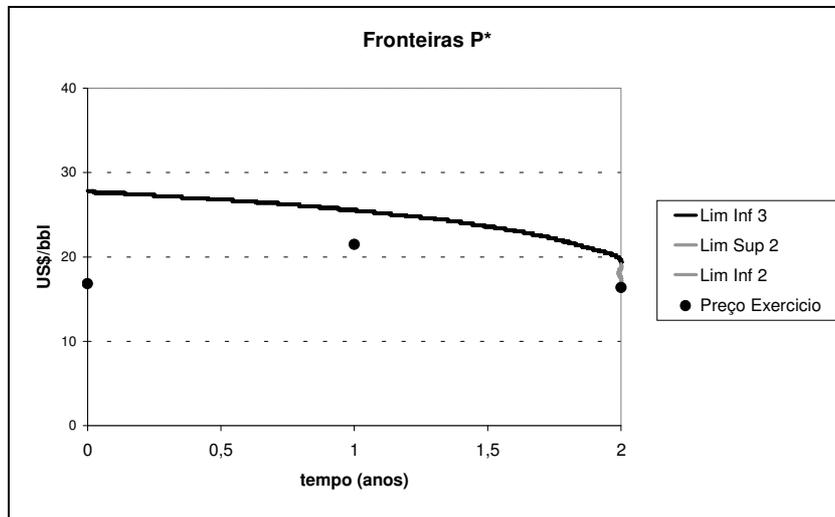


Gráfico A6.50 – Gráfico de gatilhos para 1986, volatilidade de 25%

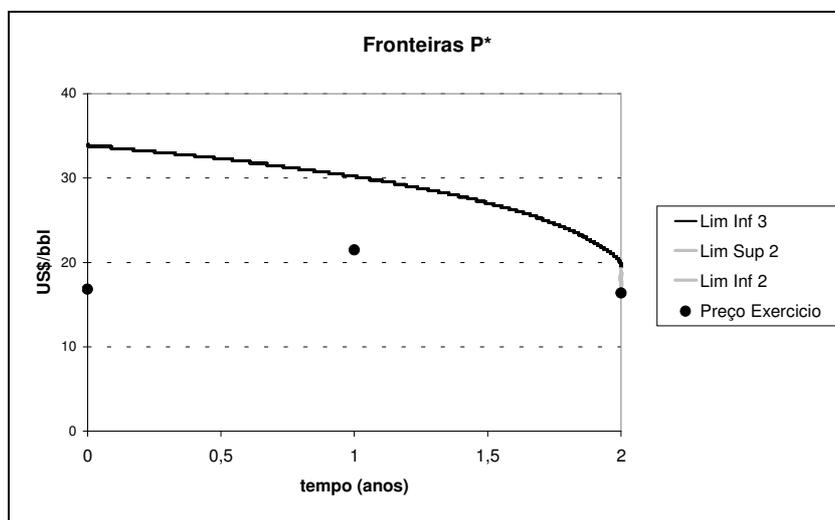


Gráfico A6.51 – Gráfico de gatilhos para 1986, volatilidade de 35%

1987:

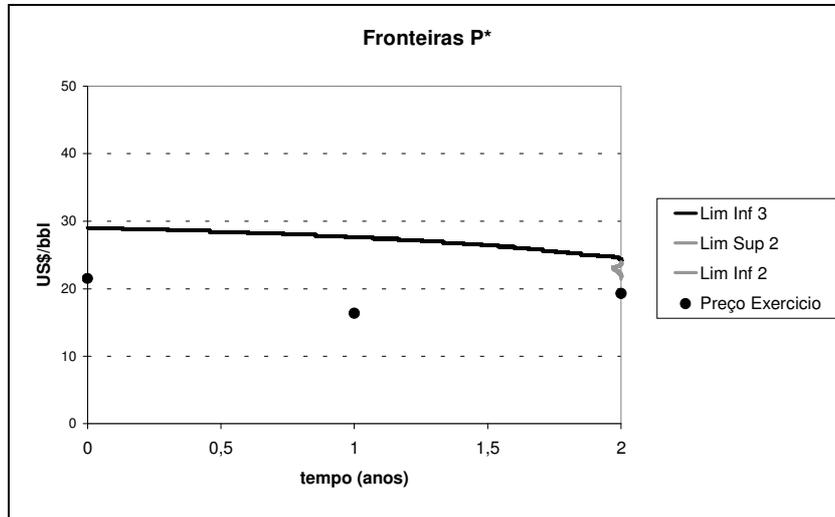


Gráfico A6.52 – Gráfico de gatilhos para 1987, volatilidade de 15%

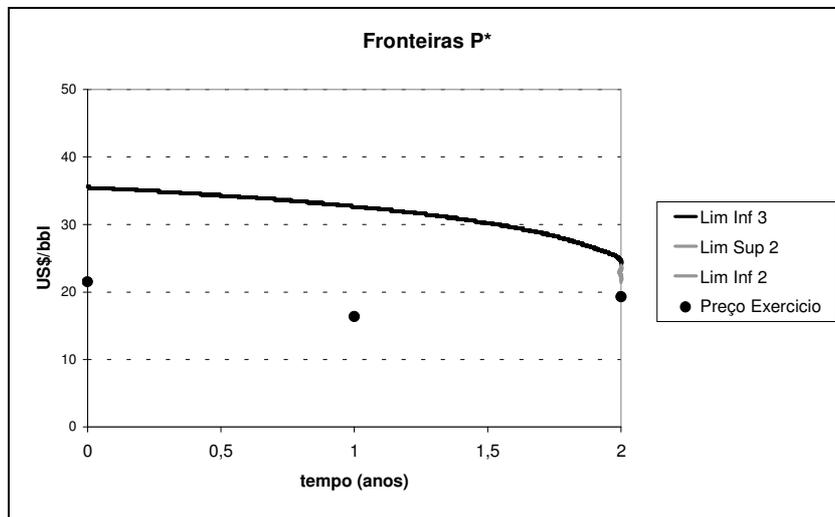


Gráfico A6.53 – Gráfico de gatilhos para 1987, volatilidade de 25%

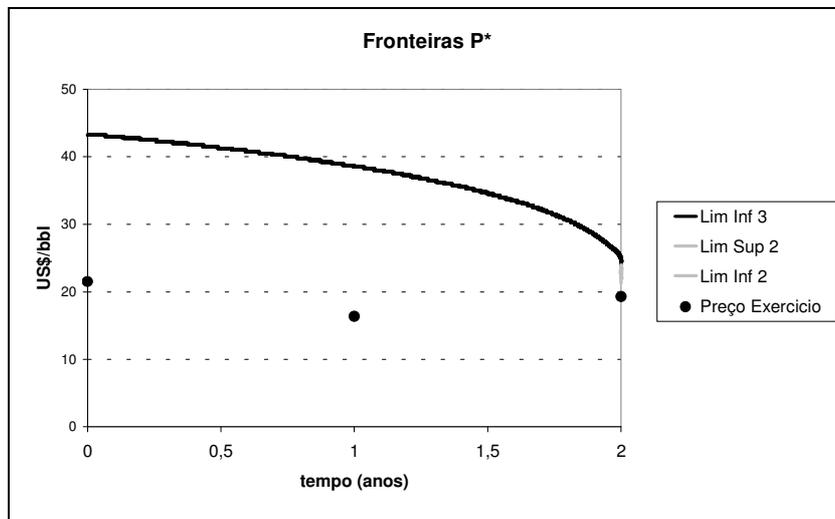


Gráfico A6.54 – Gráfico de gatilhos para 1987, volatilidade de 35%

1988:

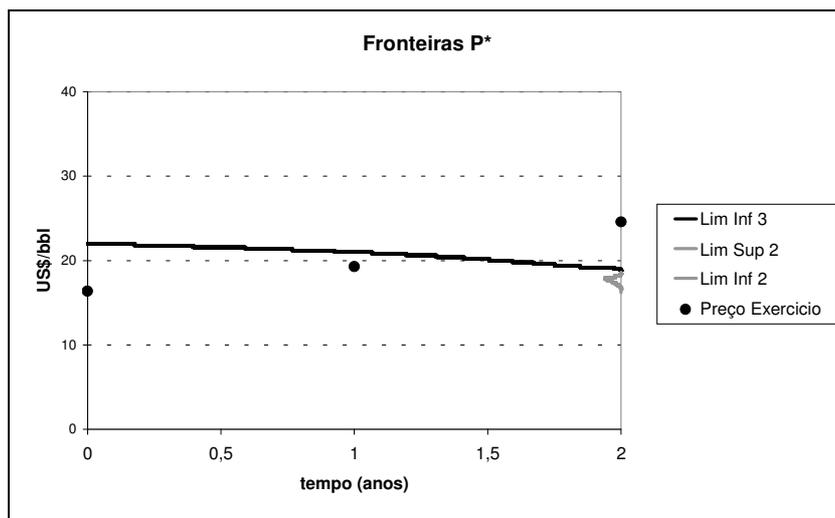


Gráfico A6.55 – Gráfico de gatilhos para 1988, volatilidade de 15%

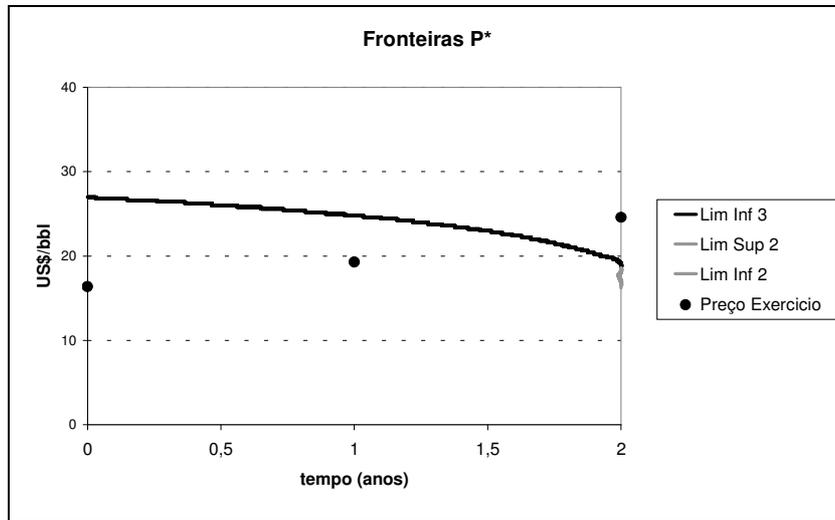


Gráfico A6.56 – Gráfico de gatilhos para 1988, volatilidade de 25%

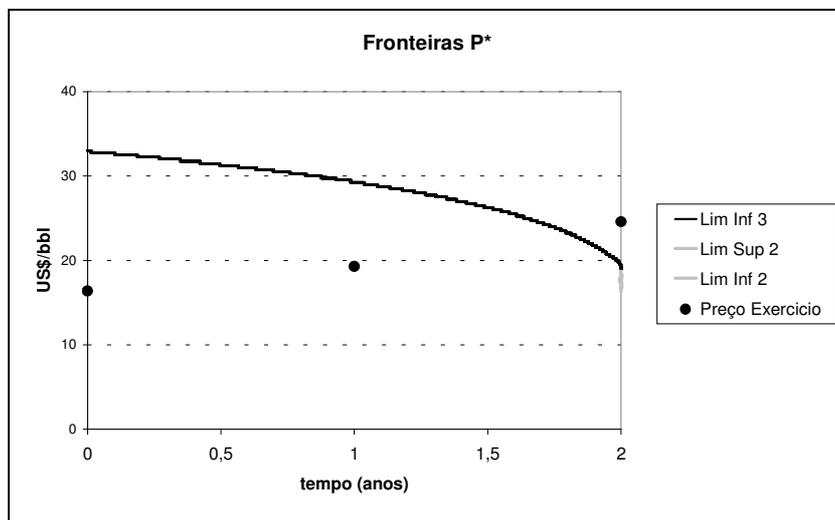


Gráfico A6.57 – Gráfico de gatilhos para 1988, volatilidade de 35%

1989:

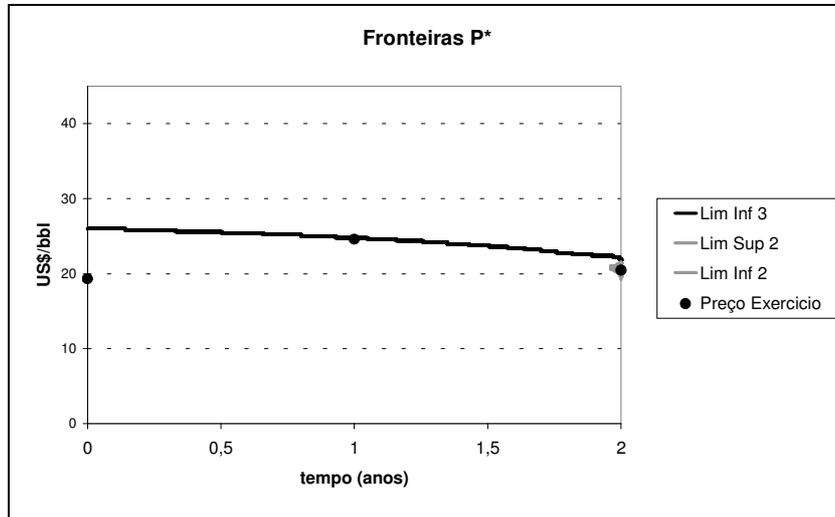


Gráfico A6.58 – Gráfico de gatilhos para 1989, volatilidade de 15%

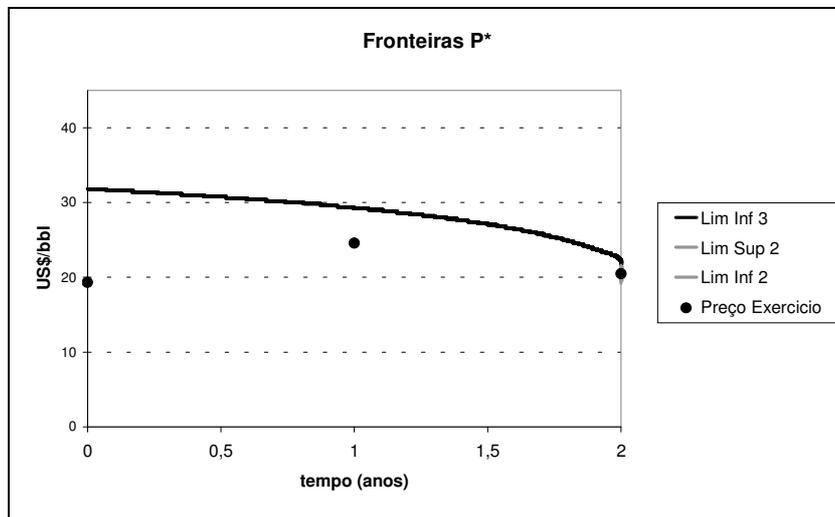


Gráfico A6.59 – Gráfico de gatilhos para 1989, volatilidade de 25%

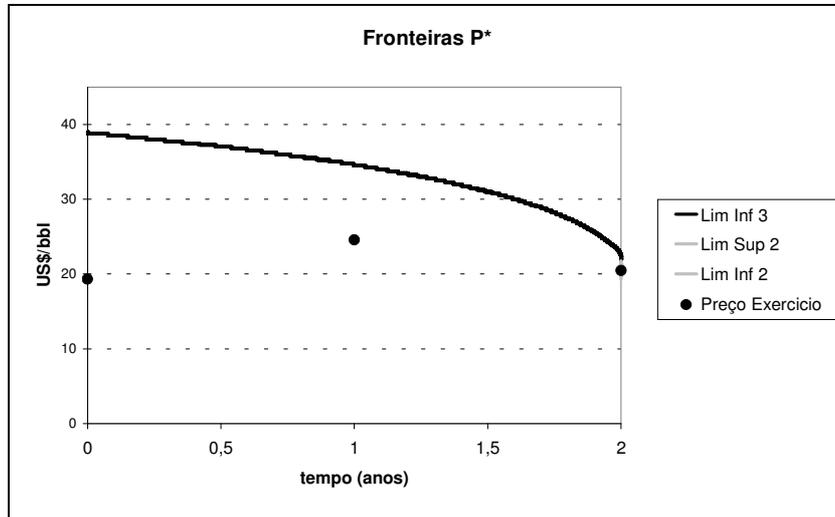


Gráfico A6.60 – Gráfico de gatilhos para 1989, volatilidade de 35%

1990

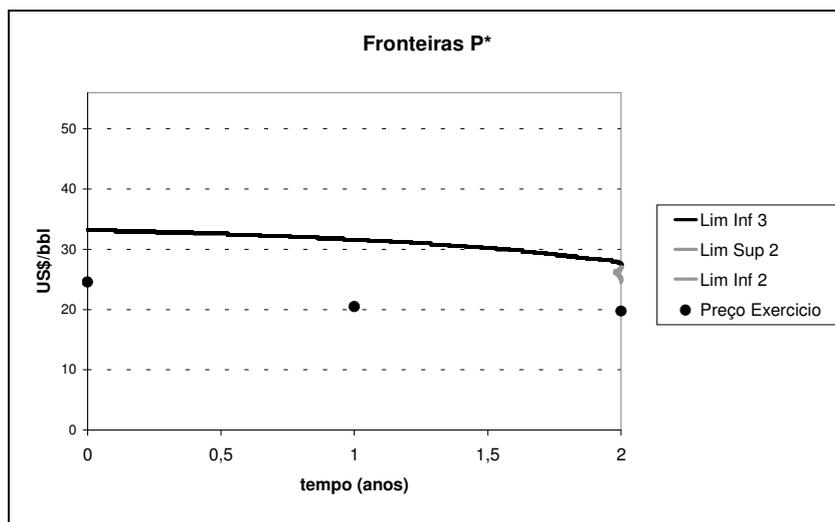


Gráfico A6.62 – Gráfico de gatilhos para 1990, volatilidade de 25%

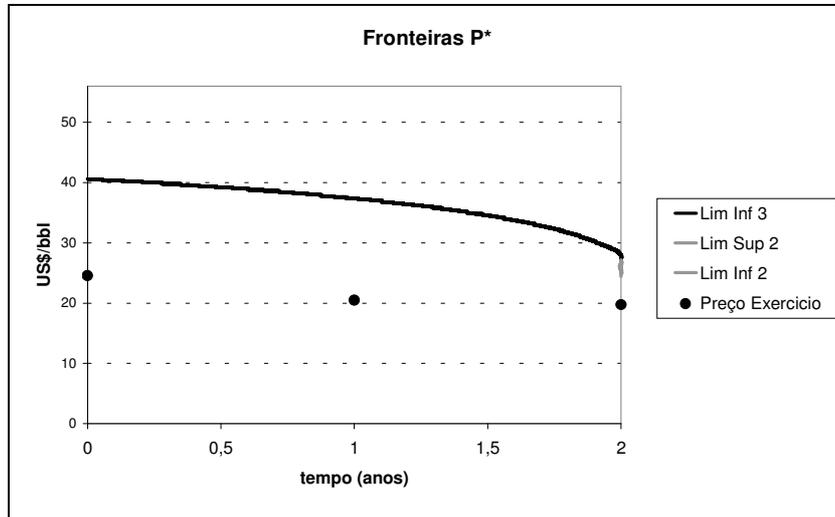


Gráfico A6.62 – Gráfico de gatilhos para 1990, volatilidade de 25%

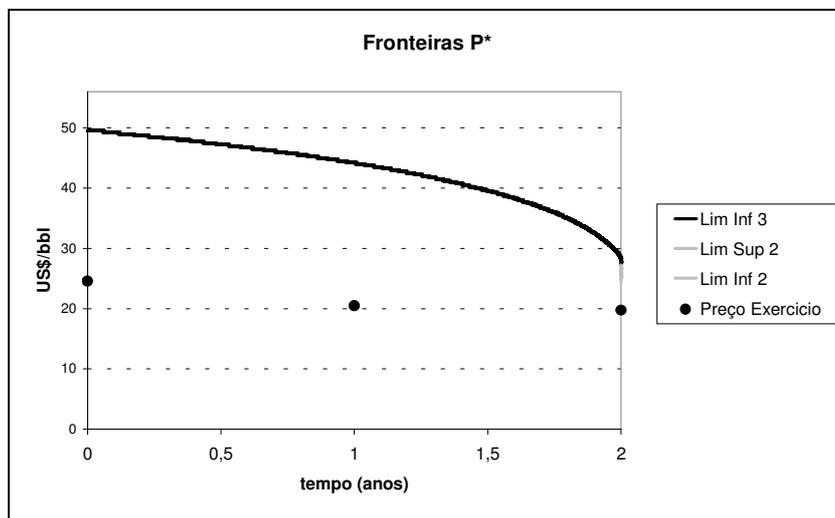


Gráfico A6.63 – Gráfico de gatilhos para 1990, volatilidade de 35%

Apêndice 7. Programa desenvolvido em VBA

Neste apêndice será apresentado com comentários o programa desenvolvido em VBA para resolver a equação diferencial parcial pelo método explícito das diferenças finitas. Este programa também produz o gráfico de fronteiras para exercício ótimo. Diversas entradas para o programa foram importadas de uma planilha Excel, fato explicitado através dos comentários abaixo. Vale acrescentar ainda que as linhas contendo comentários são sempre iniciadas com uma aspa simples (')

```
' Esta função desenvolvida em VBA é utilizada para calcular o somatório
' dos VPL' s ex-post dadas as decisões tomadas à partir do método do VPL
' e das Opções Reais. Para atingir estes objetivos os passos necessários
' são apresentados abaixo.
' *****
' 1) Os parâmetros para esta função são definidos pelo usuário da plani-
' lha através de uma caixa de seleção.
'
' O parâmetro qualidade define se o
' método de cálculo para a qualidade da reserva é o Business ou o FC
' Rígido.
Function CalcNPV(processo, qualidade, recalcularfrenteiras)
' *****

' 2) Algumas das variáveis devem ser declaradas, as suas definições serão
' melhor entendidas conforme as mesmas forem sendo utilizadas. Vale lem-
' que estas definições são para casos com 3 alternativas de investimento
' e tempo máximo de duração dos projetos de 50 anos.

Dim myX As Range
Dim myV(100, 10) As Double
Dim myP As Range
Dim myQ As Range
Static Values(100) As Double
Static ValuesPost(100) As Double
Dim myVPLAnte(3, 51) As Double
Dim myVPLPost(3, 51) As Double
Dim myOVPost(3, 51) As Double
Static temp As Double
Static temp2 As Double
Dim myPreal As Range
Dim myVPLzero(3) As Double
Dim C(3) As Double
' Matrizes com valor da opção e alternativa escolhida na grade
' Tempo x Preço do Petróleo:
Dim F(20000, 500) As Double
Dim Dec(20000, 500) As Double ' mesmo para decisão 0,1,2 ou 3
' *****

' 3) Define-se variáveis binárias de controle de acordo com escolha
' dos parâmetros pelo usuário para definir:
' -método de cálculo da qualidade da reserva
If qualidade = "Business" Then
```

```

FCRigido = 0
Else: FCRigido = 1
End If
' -se a série de preços a ser utilizada é real ou nominal
If processo = "MGB" Then
MGB = 1
Else: MGB = 0
End If
' *****
' 4)Alocação das variáveis entradas pelo usuário na planilha Excel de modo a
não ficar utilizando a interface entre Excel e Visual Basic a todo momento
e/ou poder utilizar formas matriciais mais facilmente:
Sheets("Dados").Select
' Armazenar ultimo valor de preço real, para poder repetí-lo em caso
' de necessidade:
Range("Preal").End(xlDown).Select
ultimo = ActiveCell
' Define a matriz Preal como a região à qual a célula Preal faz parte,
' Lembrando que Preal é o primeiro preço real disponível:
Set myPreal = Range("Preal").CurrentRegion
' Definição do VP dos custos de desenvolvimento em forma de matriz:
Set myI = Range("I")
' E também separamadamente para cada Alternativa:
Set Dev1 = Range("Dev1")
Set Dev2 = Range("Dev2")
Set Dev3 = Range("Dev3")
' Série de preços de longo prazo:
Set myP = Range("P0").CurrentRegion
' Matriz de produção de petróleo para cada ano em cada alternativa:
Set myQ = Range("quant1").CurrentRegion
' Custo Operacional Variável da produção:
Set COV = Range("COV")
' Custo Operacional Fixo para cada uma das alternativas:
Set COF = Range("COF")
' Taxa de Royalties para a Petrobras:
Set ROY = Range("ROY")
' Taxa de imposto corporativo:
Set Tc = Range("Tc")
' Taxa de desconto ajustada ao risco:
Set rro = Range("rro")
' Discretização do preço e do tempo para solução da Equação Diferencial
' Parcial da resolução por Opções Reais utilizando o método de diferenças
' finitas explícito:
deltaS = Range("deltaS")
deltaT = Range("deltaT")
' Taxa livre de risco:
R = Range("myr")
' Volatilidade (desvio padrão) do preço do petróleo
sigma = Range("mysigma")
' Convenience yield, conforme discutido anteriormente será mesmo valor da
' taxa livre de risco
delta = Range("delta")
' Volume da reserva total de petróleo no campo, equivalente ao somatório de
' todo o petróleo produzido:
B = Range("Bcalculado")
' Spread, diferença, entre o petróleo produzido no campo e o petróleo Brent
' listado em Londres:
spread = -Range("spread")
' Número de linhas da matriz myQ, define o tempo de duração do projeto de
' desenvolvimento e produção do campo de petróleo:

```

```

qmax = myQ.Rows.Count
' Número de linhas da matriz myP, define o número de anos em que a análise
' será feita e logo que os VPL' s ex-post serão calculados:
tmax = myP.Rows.Count
' Velocidade de Reversão à média
neta = Range("neta")
' Média para qual o processo de reversão caminha, P barra
Pbarra = Range("Pbarra")
' *****

' 5) Critério do Valor Presente Líquido
For t = 1 To tmax ' numero de anos que a análise será feita
' v significa cada uma das alternativas de projetos:
For v = 1 To 3
  For u = 1 To qmax ' duracao dos projetos
  If myQ.Cells(u, v) = 0 Then
    work = 0 ' variavel usada para ver se produção já começou
  Else: work = 1
  End If
  Receita = (365 * myQ.Cells(u, v) * (myP.Cells(t, 1))) * (1 - ROY)
  Despesa = ((myQ.Cells(u, v) * COV * 365) + COF.Cells(v) * work)
  myV(u, v) = (1 - Tc) * (Receita - Despesa)
  ' Abaixo tranforma-se cada uma das colunas da matriz myV em vetor para
  ' poder utilizar a função NPV do VBA.
  Values(u) = myV(u, v)
  Next u

  myVPLAnte(v, t) = NPV(rro, Values()) * (1 + rro) ^ 2 - myI.Cells(v)
  ' Para o cálculo do VPL ex-ante acima multiplica-se o NPV por (1+rro)^2,
  ' ou seja leva-se o NPV a dois anos em valor futuro. Isto tem de ocorrer
  ' por dois motivos, o primeiro é o fato de desejar-se o VPL no tempo do
  ' primeiro período do vetor e não no tempo anterior a este como a formula
  ' do VBA calcula. O segundo motivo é o fato da formula considerar que o
  ' vetor inicia-se no termo zero, quando neste caso inicia-se no termo 1.
  If myVPLAnte(v, t) > 0 Then myVPLq = myVPLAnte
Next v

' 5.a)Decisão ex-ante pelo critério do VPL.
temp = 0
Alt = 0
' Escolhendo a alternativa de maior VPLs maior que zero, ou zero:
For z = 1 To 3
  If temp < myVPLAnte(z, t) Then
    temp = myVPLAnte(z, t)
    Alt = z
  End If
Next z
' Escrevendo resultados na planilha Excel:
Sheets("resultados").Select
Range("inicioTabela").Offset(t, 0).Value = temp
Range("inicioTabela").Offset(t, 1).Value = Alt
Sheets("Dados").Select

' 5.b)Calculando VPL ex-Post para a decisão tomada em cada ano:
If Alt <> 0 Then
  For u = 1 To qmax
  ' Verificando se possui preço disponível, caso não tenha utiliza-se o
  ' ultimo que se verificou:
  If myPreal.Cells(t + u - 1, 1) = 0 Then
    Receita = (365 * myQ.Cells(u, Alt) * ultimo) * (1 - ROY)

```

```

ROY) Else: Receita = (365 * myQ.Cells(u, Alt) * myPreal.Cells(t + u - 1, 1)) * (1 -
End If
If myQ.Cells(u, Alt) = 0 Then
work = 0
Else: work = 1
End If
Despesa = ((myQ.Cells(u, Alt) * COV * 365) + COF.Cells(Alt) * work)
myV(u, Alt) = (1 - Tc) * (Receita - Despesa)
ValuesPost(u) = myV(u, Alt) ' para voltar a planilha 'w so colocar .Cells
Next u
myVPLPost(Alt, t) = NPV(rro, ValuesPost()) * (1 + rro) ^ 2 - myI.Cells(Alt) ' da
VPL em ano -1
Else
myVPLPost(Alt, t) = 0
End If
' Escrevendo resultados na planilha Excel e somatório dos VPL' s ex-post:
Sheets("resultados").Select
Range("inicioTabela").Offset(t, 2).Value = myVPLPost(Alt, t)
somaVPL = myVPLPost(Alt, t) + somaVPL
Sheets("Dados").Select
Next t
' *****

' 6)Calculando qualidade da reserva para cada alternativa com base no
' preço e VPL ex-ante do primeiro ano de análise (o que na realidade
' faz diferença apenas para a versão Business):
' 6.a)Business:
For v = 1 To 3
Range("q").Cells(v) = (myVPLAnte(v, 1) + myI.Cells(v)) / ((myP(1)) * B)
Next v
' 6.b)Fluxo de Caixa Rigido:
For v = 1 To 3
For u = 1 To qmax ' duracao dos projetos
If myQ.Cells(u, v) = 0 Then
work = 0
Else: work = 1
End If
Despesa = -(myQ.Cells(u, v) * COV * 365) + COF.Cells(v) * work)
Values(u) = (1 - Tc) * (Despesa)
Next u
' Calcula VPL para o preço do petróleo igual a zero:
myVPLzero(v) = NPV(rro, Values()) * (1 + rro) ^ 2 - myI.Cells(v)
C(v) = -(myI.Cells(v) + myVPLzero(v))
Range("Custo").Cells(v) = C(v)
Range("q_FC").Cells(v) = ((myVPLAnte(v, 1) - myVPLzero(v)) / ((myP(1))) / B)
Next v
' *****

' 7)Critério das Opções Reais

' Número máximo de intervalos do eixo vertical e horizontal
' da grade utilizada pelas Diferenças Finitas::
jmax = Range("Pmax") / Range("DeltaS")
imax = Range("T") / Range("DeltaT")

' testando valor max e min de DeltaP para pzero não ser negativa _
(uma alternativa para não realizar o teste seria seguir proposta _
contida no Hull, de utilizar o ln do preço ao inves do preço):
lim = (Range("Pmax") / (1 / (sigma * deltaT ^ 0.5)))

```

If deltaS <= lim Then MsgBox ("Não converge: aumentar DeltaS e/ou diminuir Delta T"): GoTo lastline

```

' definindo q's para não ficar chamando da planilha
' Business:
If FC Rigido = 0 Then
q1 = Range("q").Cells(1): q2 = Range("q").Cells(2):
q3 = Range("q").Cells(3)
' FC rigido, onde VPL=q' PB-(C+D)=q' PB-D' :
Else: q1 = Range("q_FC").Cells(1):
q2 = Range("q_FC").Cells(2): q3 = Range("q_FC").Cells(3):
Dev1 = Dev1 + C(1): Dev2 = Dev2 + C(2): Dev3 = Dev3 + C(3)
End If

' 7.a) Para calcular método o valor das opções pelo método explícito
' das Diferenças Finitas é necessário obter as fronteiras da grada.
' -Fronteira superior, a ideia é escolher maior VPL e sempre usa-lo, _
' poderia ter posto que seria sempre 3, considerando que a alternativa
' mais cara tem sempre a maior produção inicial:
temp = 0 ' variavel temporaria para o F
tempDec = 0 ' var temp para decisao
tempVPL = q1 * deltaS * B / 10 ^ 6 * jmax - Dev1 / 10 ^ 6
If tempVPL > temp Then temp = tempVPL: tempDec = 1
tempVPL = q2 * deltaS * B / 10 ^ 6 * jmax - Dev2 / 10 ^ 6
If tempVPL > temp Then temp = tempVPL: tempDec = 2
tempVPL = q3 * deltaS * B / 10 ^ 6 * jmax - Dev3 / 10 ^ 6
If tempVPL > temp Then temp = tempVPL: tempDec = 3
' atribuindo valores
For i = 0 To imax
F(i, jmax) = temp
Dec(i, jmax) = tempDec
' -Fronteira inferior, será sempre zero pois se trata de uma opção
' de compra com preço do ativo igual a zero:
F(i, 0) = 0
Dec(i, 0) = 0
Next i
' -Fronteira lateral, quando as alternativas apresentam VPL' s iguais, adota-se
' como criterio escolher a alternativa de menor investimento inicial e com
' produção inicial mais lenta. Por exemplo se o investimento na alternativa um
' possuir VPL igual a zero escolhe-se o não investimento:
For j = 0 To jmax
temp = 0 ' variavel temporaria para o F
tempDec = 0 ' var temp para decisao
tempVPL = q1 * deltaS * B / 10 ^ 6 * j - Dev1 / 10 ^ 6
If tempVPL > temp Then F(imax, j) = tempVPL: Dec(imax, j) = 1: temp =
tempVPL
tempVPL = q2 * deltaS * B / 10 ^ 6 * j - Dev2 / 10 ^ 6
If tempVPL > temp Then F(imax, j) = tempVPL: Dec(imax, j) = 2: temp =
tempVPL
tempVPL = q3 * deltaS * B / 10 ^ 6 * j - Dev3 / 10 ^ 6
If tempVPL > temp Then F(imax, j) = tempVPL: Dec(imax, j) = 3: temp =
tempVPL
Next j

```

' 7.b) Definidas as fronteiras necessárias, calcula-se os valores das opções utilizando

' uma analogia a probabilidades (pmais, pmenos e pzero) ao rearranjar a equação

' diferencial parcial pelo método explícito das diferenças finitas. As formulas podem ser

' achadas no Hull,inclusive para dividendos no apendice do capitulo 12.

```

For temp2 = 1 To imax
' Para percorrer o eixo horizontal backwards:
i = imax - temp2
' Para apontar na tela a fração do cálculo da opção já realizado em termos
' do eixo horizontal da grade:
Application.StatusBar = "Processando backwarding valor da opção para tempo "
& (i * deltaT) & " anos."
For temp1 = 1 To (jmax - 1)
' Para percorrer o eixo vertical backwards:
j = jmax - temp1
If MGB = 1 Then
pmais = (0.5 * (R - delta) * j * deltaT + 0.5 * sigma * sigma * j * j * deltaT) / (1 +
R * deltaT):
pmenos = (-0.5 * (R - delta) * j * deltaT + 0.5 * sigma * sigma * j * j * deltaT) / (1
+ R * deltaT):
pzero = (1 - sigma * sigma * j * j * deltaT) / (1 + R * deltaT)
F(i, j) = pmais * F(i + 1, j + 1) + pzero * F(i + 1, j) + pmenos * F(i + 1, j - 1)
Else: pmais = (1 / (R + (1 / deltaT))) * ((0.5 * sigma * sigma * j * j) + ((neta *
(Pbarra - j * deltaS) - _
(j * deltaS) * (rro - R)) / (2 * deltaS))) :
pmenos = (1 / (R + (1 / deltaT))) * ((0.5 * sigma * sigma * j * j) - ((neta * (Pbarra
- j * deltaS) - _
(j * deltaS) * (rro - R)) / (2 * deltaS))) :
pzero = (1 / (R + (1 / deltaT))) * (-(sigma * sigma * j * j) + (1 / deltaT))
End If
' nomeia-se VPL' s temporariamente para não ter de calcula-los novamente:
temp3 = q1 * deltaS * B / 10 ^ 6 * j - Dev1 / 10 ^ 6:
temp4 = q2 * deltaS * B / 10 ^ 6 * j - Dev2 / 10 ^ 6: _
temp5 = q3 * deltaS * B / 10 ^ 6 * j - Dev3 / 10 ^ 6
' Compara-se opção de espera com o exercicio imediato de cada uma das
alternativas,
' em caso de mesmo valor opta-se pela espera:
If F(i, j) >= temp3 Then
Dec(i, j) = 0
Else: Dec(i, j) = 1: F(i, j) = temp3
End If
If F(i, j) < temp4 Then Dec(i, j) = 2: F(i, j) = temp4
If F(i, j) < temp5 Then Dec(i, j) = 3: F(i, j) = temp5
Next temp1
Next temp2
' Para comparar planilha com programa em C desenvolvido pelo convenio
' PUC/Petrobras em 2001:
Range("Option").Value = F(0, Range("Pi") / deltaS)

' 7.c)Decisão de investimento ex-ante pelo critério das Opções Reais
' utilizando Plong para este teste nos anos 0, 1 ou 2. Armazenando
' o ano em que foi exercida a opção:
For t = 1 To tmax
jteste0 = Round((myP(t)) / deltaS, 1)
' Inicialmente considera-se o o Plong constante ao longo dos anos de análise
' porém para que este varie deve-se utilizar myP(t+1) e myP(t+2) a seguir:
If jteste0 > jmax Then jteste0 = jmax
jteste1 = Round((myPreal.Cells(t + 1, 1)) / deltaS, 0)
If jteste1 > jmax Then jteste1 = jmax
jteste2 = Round((myPreal.Cells(t + 2, 1)) / deltaS, 0)
If jteste2 > jmax Then jteste2 = jmax

```

```

If Dec(0, jteste0) <> 0 Then
  Alt = Dec(0, jteste0): desconto = 0
Elseif Dec(imax / 2, jteste1) <> 0 Then
  Alt = Dec(imax / 2, jteste1): desconto = 1
Elseif Dec(imax, jteste2) <> 0 Then
  Alt = Dec(imax, jteste2): desconto = 2
Else
  Alt = 0: desconto = 0
End If

' 7.d)Calculando VPL ex-Post para a decisão pelo método das Opções Reais
If Alt <> 0 Then
  For i = 1 To qmax
    ' Verificando se possui preço listado para o ano de análise:
    If myPreal.Cells(t + i - 1 + desconto, 1) = 0 Then
      Receita = (365 * myQ.Cells(i, Alt) * ultimo) * (1 - ROY)
    Else: Receita = (365 * myQ.Cells(i, Alt) * myPreal.Cells(t + i - 1 + desconto,
1)) * (1 - ROY)
    End If
    If myQ.Cells(i, Alt) = 0 Then
      ' Variavel usada para ver se produção já começou e logo não permitir
      ' a consideração do COF antes do início da produção:
      work = 0
    Else: work = 1
    End If
    Despesa = ((myQ.Cells(i, Alt) * COV * 365) + COF.Cells(Alt) * work)
    myV(i, Alt) = (1 - Tc) * (Receita - Despesa)
    ValuesPost(i) = myV(i, Alt)
  Next i
  myOVPost(Alt, t) = (NPV(rro, ValuesPost()) * (1 + rro) ^ 2 - myI.Cells(Alt)) / (1
+ R) ^ desconto ' da VPL em ano -1
  Else
    myVPLPost(Alt, t) = 0
  End If
  ' Escrevendo valores na planilha e contabilizando somatório dos VPL' s ex-post
  Sheets("resultados").Select
  Range("inicioTabela").Offset(t, 3).Value = Alt
  Range("inicioTabela").Offset(t, 4).Value = desconto
  Range("inicioTabela").Offset(t, 5).Value = myOVPost(Alt, t)
  somaOV = myOVPost(Alt, t) + somaOV
  Next t
  ' *****

  ' 8)Traçando grafico das fronteiras de exercício ótimo P*:
  ' Limpando células que serão utilizadas para escrever dados do
  ' gráfico, de modo a não utilizar dados antigos:
  Sheets("Dados Grafico").Select
  Cells.ClearContents
  If recalcularfronteiras <> True Then GoTo resumir
  Application.StatusBar = "Processando fronteiras P*"

  For i = 0 To imax
    ' Para apontar na tela a fração do cálculo da curva já realizado em termos:
    Application.StatusBar = "Fronteiras P* com " & i * deltaT & "/2 partes
processadas."
    For j = 1 To jmax
      ' 8.a)Determinando fronteira inferior da alternativa 3:
      If Dec(i, j) = 3 Then If Dec(i, j - 1) = 0 Then _
        Sheets("Dados Grafico").Select: Range("A1").Select: _

```

```

ActiveCell.Offset(i, 0).Value = i * deltaT: ActiveCell.Offset(i, 1).Value = j *
deltaS
If Dec(i, j) = 3 Then If Dec(i, j - 1) = 2 Then _
  Sheets("Dados Grafico").Select: Range("A1").Select: _
ActiveCell.Offset(i, 0).Value = i * deltaT: ActiveCell.Offset(i, 1).Value = j *
deltaS
If Dec(i, j) = 3 Then If Dec(i, j - 1) = 1 Then _
  Sheets("Dados Grafico").Select: Range("A1").Select: _
ActiveCell.Offset(i, 0).Value = i * deltaT: ActiveCell.Offset(i, 1).Value = j *
deltaS
' 8.b)Determinando fronteiras inferior e superior da alternativa 2:
If Dec(i, j) = 0 Then If Dec(i, j - 1) = 2 Then _
  Sheets("Dados Grafico").Select: Range("A1").Select: _
ActiveCell.Offset(i, 3).Value = i * deltaT: ActiveCell.Offset(i, 4).Value = j *
deltaS
If Dec(i, j) = 3 Then If Dec(i, j - 1) = 2 Then _
  Sheets("Dados Grafico").Select: Range("A1").Select: _
ActiveCell.Offset(i, 3).Value = i * deltaT: ActiveCell.Offset(i, 4).Value = j *
deltaS
If Dec(i, j) = 2 Then If Dec(i, j - 1) = 0 Then _
  Sheets("Dados Grafico").Select: Range("A1").Select: _
ActiveCell.Offset(i, 6).Value = i * deltaT: ActiveCell.Offset(i, 7).Value = j *
deltaS
If Dec(i, j) = 2 Then If Dec(i, j - 1) = 1 Then _
  Sheets("Dados Grafico").Select: Range("A1").Select: _
ActiveCell.Offset(i, 6).Value = i * deltaT: ActiveCell.Offset(i, 7).Value = j *
deltaS
' 8.b)Determinando fronteiras inferior e superior da alternativa 1:
If Dec(i, j) = 0 Then If Dec(i, j - 1) = 1 Then _
  Sheets("Dados Grafico").Select: Range("A1").Select: _
ActiveCell.Offset(i, 9).Value = i * deltaT: ActiveCell.Offset(i, 10).Value = j *
deltaS
If Dec(i, j) = 2 Then If Dec(i, j - 1) = 1 Then _
  Sheets("Dados Grafico").Select: Range("A1").Select: _
ActiveCell.Offset(i, 9).Value = i * deltaT: ActiveCell.Offset(i, 10).Value = j *
deltaS
If Dec(i, j) = 1 Then If Dec(i, j - 1) = 0 Then _
  Sheets("Dados Grafico").Select: Range("A1").Select: _
ActiveCell.Offset(i, 12).Value = i * deltaT: ActiveCell.Offset(i, 13).Value = j *
deltaS
  Next j
Next i
' *****

' 9) Escrevendo na planilha resultados dos VPL' s ex-post por ambos os critérios:

resumir: Sheets("Resultados").Select
  Range("inicioTabela").Offset(-2, 5).Value = somaOV
  Range("inicioTabela").Offset(-2, 2).Value = somaVPL
  Application.StatusBar = "Calculos Processados."
  Range("a1").Select
  Application.StatusBar = " "
lastline: End Function

Sub ShowForm()
' Subrotina para apresentar formulario de opções para o usuário.
frmOpções.Show
End Sub

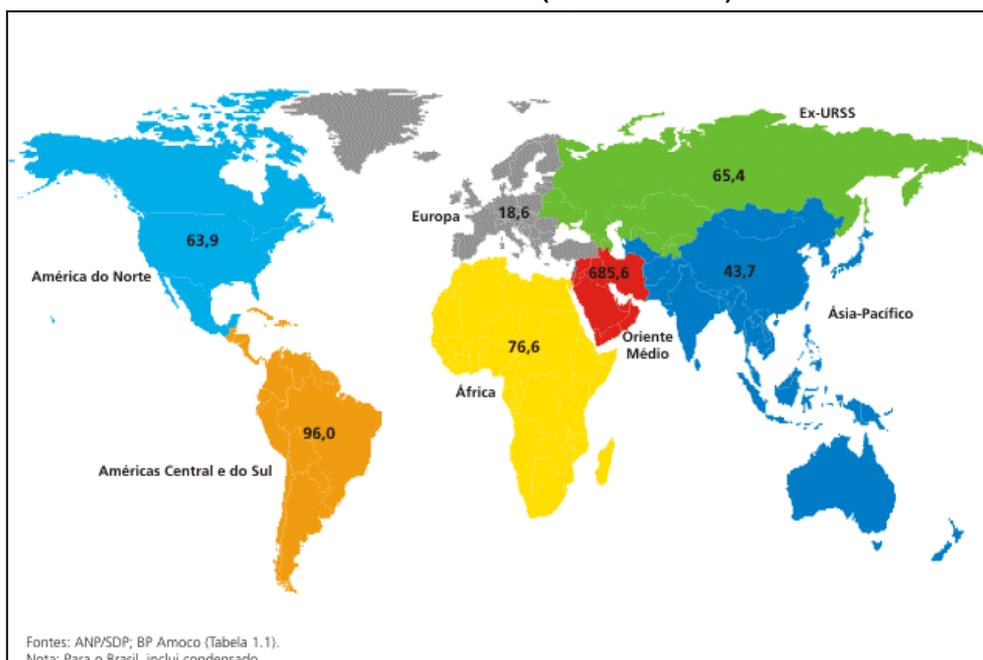
```

Anexo. Dados Estatísticos da Indústria do Petróleo

Este apêndice tem por finalidade quantificar, através de alguns grandes números, a importância da indústria do petróleo no mundo e mais especificamente no Brasil. Para isto serão reproduzidos dados contidos no Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2001 editado pela ANP.

Inicialmente apresenta-se no Cartograma AN.1 as reservas provadas de petróleo no mundo segundo regiões geográficas e blocos econômicos. O total de reservas provadas alcançaram a marca de 1 trilhão de barris em 2000, valor que sofreu um pequeno aumento de 0,3% em para 2001. Observando-se o cartograma conclui-se que mais da metade encontra-se no Oriente Médio e que a América do Sul e Central formam a segunda região em termos de reservas provadas.

Cartograma AN.1 - Reservas provadas de petróleo, segundo regiões geográficas, em 31/12/2001 (bilhões barris)



Na Tabela AN.1 são apresentadas novamente as reservas mas agora de maneira mais detalhada, fornecendo dados por país referentes à cada ano da última década. Pode-se observar que no período de 1992 a 2001, as reservas provadas brasileiras de petróleo aumentaram a uma taxa de média de 6,2%. As reservas provadas do país no ano de 2001 corresponderam a 8,5 bilhões de barris.

Com isso, o Brasil manteve-se na 16ª posição mundial, considerando que o total das reservas provadas mundiais.

Tabela AN.1 - Reservas provadas de petróleo, segundo regiões geográficas, países e blocos econômicos, 1992-2001

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Reservas provadas de petróleo (bilhões b)										01/00 %
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	
Total	1,008.8	1,010.4	1,010.9	1,019.1	1,039.1	1,048.5	1,053.2	1,034.9	1,046.7	1,049.8	0.30
América do Norte	91.0	89.5	88.2	86.6	85.9	85.2	85.1	63.9	64.8	63.9	-1.39
Canadá	7.6	7.4	7.3	6.9	6.9	6.7	6.8	6.6	6.4	6.6	3.12
Estados Unidos	32.1	31.2	30.1	29.9	30.2	30.0	30.5	28.9	30.1	30.4	1.00
México	51.3	50.9	50.8	49.8	48.8	48.5	47.8	28.4	28.3	26.9	-4.95
Américas Central e do Sul	74.5	75.4	79.9	80.9	81.0	88.5	89.8	90.4	95.0	96.0	1.05
Argentina	1.6	1.6	2.2	2.2	2.4	2.6	2.6	2.7	3.1	3.0	-3.23
Brasil ¹	5.0	5.0	5.4	6.2	6.7	7.1	7.4	8.2	8.5	8.5	-
Colômbia	...	1.9	3.4	3.5	2.8	2.8	2.6	2.6	2.0	1.8	-10.00
Equador	1.6	2.0	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	-
Peru	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.3	0.3	-
Trinidad e Tobago	0.5	0.5	0.6	0.6	0.5	0.6	0.7	0.7	-
Venezuela	62.6	63.3	64.5	64.5	64.9	71.7	72.6	72.6	76.9	77.7	1.04
Outros	3.7	1.6	1.1	1.1	0.8	0.8	1.2	1.2	1.4	1.9	35.71
Europa	18.0	18.9	18.8	17.8	20.5	20.2	20.7	20.7	19.1	18.6	-2.62
Dinamarca	0.7	1.0	1.0	0.9	0.9	1.1	1.1	1.1	-
Itália	0.6	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	-
Noruega	8.8	9.3	9.4	8.4	11.2	10.4	10.9	10.8	9.4	9.4	-
Reino Unido	4.1	4.6	4.5	4.3	4.5	5.0	5.2	5.2	5.0	4.9	-2.00
Romênia	1.6	1.6	1.6	1.6	1.4	1.4	1.4	1.0	-28.57
Outros	5.1	5.0	2.6	1.9	1.5	1.6	1.7	1.6	1.6	1.6	-
Ex-União Soviética	57.0	57.0	57.0	57.0	65.5	65.4	65.4	65.4	65.3	65.4	0.15
Azerbaijão	1.3	1.3	1.2	1.2	7.0	7.0	7.0	7.0	6.9	7.0	1.45
Cazaquistão	5.2	5.2	5.3	5.3	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	-
Rússia	48.4	48.4	49.0	49.0	48.7	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	-
Turcomenistão	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-
Uzbequistão	0.3	0.3	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	-
Outros	2.1	2.1	1.2	1.2	1.2	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	-
Oriente Médio	661.8	662.9	660.3	659.6	676.3	676.9	673.7	675.7	683.6	685.6	0.29
Abu Dabi ²	92.2	92.2
Arábia Saudita	257.8	261.2	261.2	261.2	261.5	261.5	261.5	263.5	261.7	261.8	0.04
Catar	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	13.2	15.2	15.15
Coveite	94.0	96.5	96.5	96.5	96.5	96.5	96.5	96.5	96.5	96.5	-
Dubai e Emirados do Norte ²	5.9	5.9	-
Emirados Árabes Unidos ²	98.1	98.1	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	-
Iêmen	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	-
Irã	92.9	92.9	89.3	88.2	93.0	93.0	89.7	89.7	89.7	89.7	-
Iraque	100.0	100.0	100.0	100.0	112.0	112.0	112.5	112.5	112.5	112.5	-
Oman	4.5	4.7	4.8	5.1	5.1	5.2	5.3	5.3	5.5	5.5	-
Síria	1.7	1.7	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	-
Zona Neutra	5.0	-
Outros	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	-50.00
África	61.9	61.9	62.2	73.2	67.5	70.0	75.4	74.8	74.8	76.6	2.41
Argélia	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	-
Angola	1.5	1.5	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	-
Camarões	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	-
Congo (Brazzaville)	0.8	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	-
Egito	6.2	6.3	3.3	3.9	3.7	3.8	3.5	2.9	2.9	2.9	-
Gabão	0.7	0.7	1.3	1.3	1.3	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	-
Líbia	22.8	22.8	22.8	29.5	29.5	29.5	29.5	29.5	29.5	29.5	-
Nigéria	17.9	17.9	17.9	20.8	15.5	16.8	22.5	22.5	22.5	24.0	6.67
Tunísia	1.7	1.7	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	-
Outros	1.9	1.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.9	50.00
Ásia-Pacífico	44.6	44.8	44.5	44.0	42.4	42.3	43.1	44.0	44.1	43.7	-0.91
Austrália	1.8	1.6	1.6	1.6	1.8	1.8	2.9	2.9	2.9	3.5	20.69
Brunei	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	-
China	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	-
Índia	6.0	5.9	5.8	5.8	4.3	4.3	4.0	4.8	4.7	4.8	2.13
Indonésia	5.8	5.8	5.8	5.2	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	-
Japão	0.1	0.1	-
Malásia	3.7	4.3	4.3	4.3	4.0	3.9	3.9	3.9	3.9	3.0	-23.08
Nova Zelândia	0.2	0.2	-
Papua Nova Guiné	...	0.3	0.2	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.2	-50.00
Tailândia	0.3	0.3	0.4	0.5	25.00
Vietnã	...	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	-
Outros	1.7	0.7	0.9	0.9	1.0	1.0	0.7	0.8	0.8	0.7	-12.50
Total OPEP	772.1	772.1	770.2	776.9	788.6	797.1	800.5	802.5	814.4	818.8	0.54
Total não-OPEP	236.7	238.3	240.7	242.2	250.5	251.4	252.7	232.4	232.3	231.0	-0.56

Fontes: BP Amoco Statistical Review of World Energy, 1993 a 2002, exceto para o Brasil; para o Brasil, ANP/SDP, conforme a Portaria ANP n.º 9/00, para os anos de 1999 a 2001, e Petrobras/SERPLAN, para os anos anteriores.

Nota: Reservas em 31/12 dos anos de referência.

¹Inclui condensado. ²A partir de 1994, os dados de Abu Dabi, Dubai e Emirados do Norte estão contabilizados como Emirados Árabes Unidos.

Das reservas provadas nacionais, 89,3% localizavam-se no mar, com destaque para o Rio de Janeiro (detendo 97,4% das reservas provadas localizadas

no mar), e 10,7% estavam em jazidas terrestres, ver Tabela AN.2 ou Gráfico AN.3. O Gráfico AN.2 apresenta a evolução destes valores durante a última década apresentando a tendência de percentual cada vez maior das reservas em mar, apesar da análise da variação 2000-2001 mostrar valores que vão contra a tendência. Vale salientar a ocorrência das reservas em grandes profundidades no mar implica maiores custos de prospecção, desenvolvimento e produção.

Tabela AN.2 Reservas provadas de petróleo, por localização (terra e mar), segundo Unidades da Federação, 1992-2001

Unidades da Federação	Localização	Reservas provadas de petróleo (milhões b)										01/00 %
		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	
Total		4,965.8	4,982.2	5,374.5	6,223.1	6,680.7	7,106.0	7,357.3	8,153.3	8,464.7	8,485.2	0.24
Subtotal	Terra	822.2	834.1	724.0	771.7	771.2	738.2	783.9	799.3	854.2	909.0	6.42
	Mar	4,143.5	4,148.1	4,650.5	5,451.4	5,909.5	6,367.8	6,573.4	7,354.1	7,610.5	7,576.2	-0.45
Amazonas	Terra	67.3	81.5	68.4	134.5	150.8	122.3	127.6	110.8	128.8	131.8	2.27
Maranhão	Terra	-	-	-	-	-	0.0	-	-	-	-	..
Ceará	Terra	11.5	10.3	8.9	4.8	4.0	6.8	5.3	5.6	2.6	6.6	152.27
	Mar	33.8	37.6	47.3	45.3	44.5	45.9	65.0	114.9	90.7	64.7	-28.64
Rio Grande do Norte	Terra	295.8	326.4	251.1	238.5	233.6	226.6	234.1	260.9	283.2	270.8	-4.39
	Mar	66.8	61.8	67.3	62.9	63.4	61.0	59.3	66.8	65.4	68.7	5.08
Alagoas	Terra	19.8	20.7	22.3	21.2	20.9	21.6	12.6	12.0	9.3	12.8	38.33
	Mar	2.4	2.6	2.6	2.6	2.6	2.4	2.8	3.7	2.1	1.4	-31.10
Sergipe	Terra	158.9	157.6	149.4	154.7	153.2	146.0	190.2	174.7	178.8	210.1	17.48
	Mar	34.0	29.1	26.4	28.3	34.1	42.2	31.4	27.9	36.7	27.9	-24.02
Bahia	Terra	256.8	224.6	211.8	206.2	195.8	197.2	181.9	183.3	190.9	208.1	9.06
	Mar	30.5	30.4	12.5	11.3	10.2	9.5	10.9	6.4	19.7	1.4	-92.97
Espírito Santo	Terra	12.0	12.9	12.1	11.7	12.9	17.6	32.3	52.1	60.6	68.8	13.57
	Mar	2.2	2.0	1.4	1.0	1.3	0.8	0.5	0.6	3.4	6.2	82.87
Rio de Janeiro	Mar	3,870.6	3,867.5	4,420.4	5,233.8	5,701.3	6,154.3	6,362.2	7,104.2	7,366.1	7,375.6	0.13
São Paulo	Mar	13.6	32.0	30.5	29.1	11.7	10.2	7.2	6.3	5.8	5.2	-10.10
Paraná	Mar	89.5	85.0	42.0	37.0	40.3	41.0	34.0	23.3	20.7	25.0	20.90
Santa Catarina	Mar	-	-	-	-	-	0.3	-	-	-	-	..

Fontes: ANP/SDP, conforme a Portaria ANP n.º 9/00, a partir de 1999; Petrobras/SERPLAN, para os anos anteriores.

Notas: 1. Reservas em 31/12 dos anos de referência.

2. Inclui condensado.

Gráfico AN.2 - Evolução das reservas provadas de petróleo, por localização (terra e mar), 1992-2001

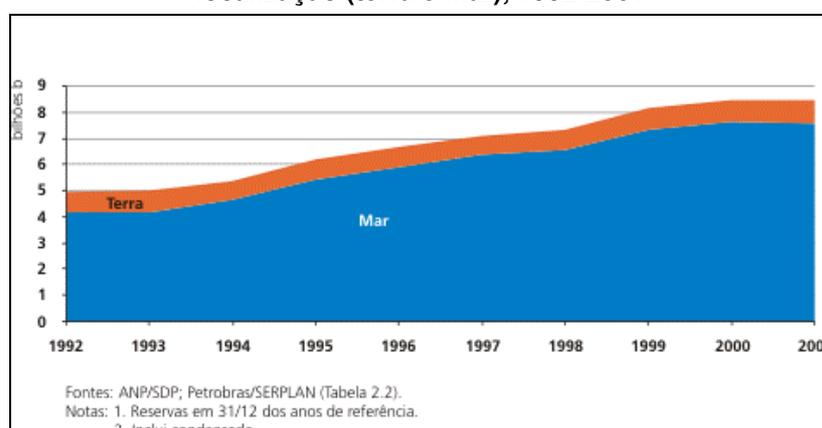
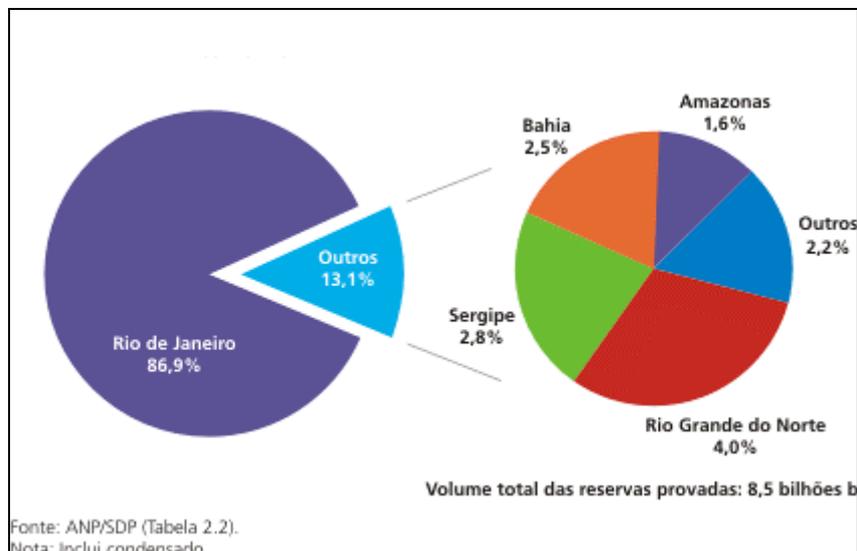


Gráfico AN.3 - Distribuição percentual das reservas provadas de petróleo, segundo Unidades da Federação, em 31/12/2001



A Agência Nacional do Petróleo - ANP tem como uma de suas atribuições a promoção de licitações para a concessão de blocos destinados à exploração de petróleo e de gás natural que, após a conclusão do "programa exploratório mínimo" e da declaração de comercialidade, podem alcançar as etapas de desenvolvimento e produção.

Até 31/12/2001 a Agência já havia concedido: 115 blocos exploratórios, 49 campos em desenvolvimento da fase de produção e 233 campos produtores, através da Rodada Zero; 12 blocos exploratórios na Primeira Rodada; 21 blocos exploratórios na Segunda Rodada e 34 blocos exploratórios na Terceira Rodada de Licitações. Até a data supracitada, a ANP aceitou a devolução de 73 blocos declarados como não-comercializáveis.

Para reforçar o sucesso dos esforços da ANP na abertura desse segmento a novos agentes vale colocar que como resultado das três rodadas de licitação promovidas pela ANP até o final de 2001, 31 empresas, além da Petrobras, passaram a atuar no segmento upstream do mercado petrolífero brasileiro. Somam-se a elas mais 12 outras empresas atuando individualmente ou em parceria com a Petrobras nas áreas concedidas na Rodada Zero.

Assim, a ANP administrava, em 31/12/2001, 391 contratos de concessão referentes a 106 blocos exploratórios, 45 campos em desenvolvimento e 242 campos produtores. A Petrobras continua sendo a empresa petrolífera de maior porte, como pode ser comprovado pelos seguintes dados: dos 106 blocos exploratórios, 37 estavam sendo explorados somente pela Petrobras, 31 pela Petrobras em parcerias com outros agentes e 38 não contavam com a participação dessa empresa. Deste total, 55 blocos têm a Petrobras como operadora e 51 possuem outras empresas como operadoras de suas atividades.

Nos 45 campos em desenvolvimento, todos oriundos de concessões realizadas na Rodada Zero, no final do ano 2001 ainda se observava uma grande concentração nas mãos da Petrobras, que operava sozinha 35 destes campos e outros 8 em parceria. Apenas 2 campos na fase de desenvolvimento possuem outra empresa como operadora: Fazenda Guindaste e Lagoa Pacas, ambos localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas e operados pela Petrosynergy.

Com relação aos 242 campos produtores, todos concedidos pela ANP à Petrobras na Rodada Zero, incluindo aqueles originários de blocos na fase de exploração e campos na fase de desenvolvimento que passaram para a fase de produção, em 31/12/2001, eram contabilizadas 10 destas áreas em concessão para outras empresas que não a Petrobras e outras 5 áreas em parcerias com a Petrobras. A Petrobras é a operadora de 228 destes campos produtores.

Os quadros AN.1, AN.2 e AN.3 apresentam respectivamente, os blocos na fase de exploração, os blocos na fase de desenvolvimento e os blocos na fase de produção em 31/12/2001.

Quadro AN.1 - Blocos na fase de exploração em 31/12/2001

(continua)

Blocos na fase de exploração em 31/12/2001			
Bacias Sedimentares	Blocos	Rodadas	Concessionários (%)
Amazonas	BA-1	0	Petrobras ¹ (100)
	BA-3	0	Petrobras ¹ (100)
Barreirinhas	BM-BAR-1	3	Petrobras ¹ (100)
Camamu-Almada	BCAM-40	0	Petrobras ¹ (35) / Queiroz Galvão (55) / Petroserv (10)
	BM-CAL-1	1	Petrobras ¹ (50) / Repsol YPF (25) / Agip (25)
	BM-CAL-4	2	Coastal ¹ (100)
	BM-CAL-5	3	Petrobras ¹ (45) / Queiroz Galvão (18,34) / El Paso (18,33) / Petroserv (18,33)
	BM-CAL-6	3	Petrobras ¹ (45) / Queiroz Galvão (18,34) / El Paso (18,33) / Petroserv (18,33)
Campos	BC-2	0	TotalFinaElf ¹ (35) / Petrobras (35) / Enterprise Oil (15) / Shell (15)
	BC-10	0	Shell ¹ (35) / Petrobras (35) / Esso (30)
	BC-20	0	Petrobras ¹ (50) / Chevron (50)
	BC-30	0	Petrobras ¹ (100)
	BC-50	0	Petrobras ¹ (100)
	BC-60	0	Petrobras ¹ (100)
	BC-100	0	Petrobras ¹ (100)
	BC-200	0	Petrobras ¹ (100)
	BC-400	0	Petrobras ¹ (100)
	BC-500	0	Petrobras ¹ (100)
	BC-600	0	Petrobras ¹ (100)
	BM-C-3	1	Petrobras ¹ (40) / Agip (40) / Repsol YPF (20)
	BM-C-4	1	Agip ¹ (45) / Repsol YPF (45) / Texaco (10)
	BM-C-5	1	Texaco ¹ (100)
	BM-C-6	1	Petrobras ¹ (100)
	BM-C-7	2	PanCanadian ¹ (100)
	BM-C-8	2	Devon ¹ (45) / SK (40) / Odebrecht (15)
	BM-C-10	2	Shell ¹ (65) / Wintershall (35)
	BM-C-14	3	TotalFinaElf ¹ (30) / Petrobras (25) / Enterprise Oil (22,5) / Shell (22,5)
BM-C-15	3	Ocean Energy ¹ (65) / Amerada Hess (35)	
BM-C-16	3	Petrobras ¹ (100)	
BM-C-19	3	Wintershall ¹ (100)	
Ceará	BM-CE-1	3	Petrobras ¹ (100)
	BM-CE-2	3	Petrobras ¹ (100)
Cumuxatiba	BCUM-1	0	Petrobras ¹ (100)
Espírito Santo	BE-49	0	Petrobras ¹ (100)
	BES-2	0	Mobil ¹ (35) / Petrobras (35) / Unocal (30)
	BES-3	0	Repsol YPF ¹ (30,9662) / Petrobras (35,00) / Devon (19,0838) / Petróleo Trevo (9,75) / Petroserv (3,25) / Sotep (1,95)
	BES-100	0	Petrobras ¹ (100)
	BES-200	0	Petrobras ¹ (100)
	BFRD	0	Petrobras ¹ (100)
	BM-ES-1	1	Esso ¹ (100)
	BM-ES-2	1	Unocal ¹ (40,5) / Texaco (32,0) / Repsol YPF (27,5)
	BM-ES-5	3	Petrobras ¹ (65) / El Paso (35)
	BM-ES-6	3	El Paso ¹ (100)
	BM-ES-7	3	Wintershall ¹ (100)
	BM-ES-9	3	Esso ¹ (40) / Petrobras (30) / Kerr-McGee (30)
	BM-ES-10	3	Enterprise Oil ¹ (100)
	BM-ES-11	3	Phillips ¹ (100)
BT-ES-12	3	Petrobras ¹ (100)	
BREG	0	Petrobras ¹ (100)	
BCED	0	Petrobras ¹ (100)	
Foz do Amazonas	BFZ-2	0	BP ¹ (35) / Petrobras (30) / Esso (20) / TotalFinaElf (15)
	BM-FZA-1	1	BP ¹ (30,0) / Esso (25,0) / Petrobras (20,0) / Shell (12,5) / British Borneo (12,5)
Jequitinhonha	BM-J-1	3	Petrobras ¹ (100)
Pará-Maranhão	BM-PAMA-1	2	Coastal ¹ (50) / PanCanadian (50)
	BM-PAMA-2	3	PanCanadian ¹ (100)
	BM-PAMA-3	3	Phillips ¹ (100)
Paraná	BPAR-10	0	Coastal ¹ (75) / Petrobras (25)
	BT-PR-4	2	Coastal ¹ (100)
Potiguar	BM-POT-1	1	Agip ¹ (100)
	BPOT-1	0	Petrobras ¹ (65) / Unopaso (35)
	BPOT-4	0	Petrobras ¹ (100)
	BPOT-10	0	Petrobras ¹ (100)
	BPOT-100a	0	Petrobras ¹ (100)
	BT-POT-3	2	Marítima ¹ (100)
	BT-POT-4	2	Petrobras ¹ (100)
	BT-POT-5	3	Marítima ¹ (100)
	BT-POT-6	3	Koch Petróleo ¹ (100)
	BT-POT-7	3	Koch Petróleo ¹ (100)
BCE-5	0	Petrobras ¹ (100)	

Quadro AN.1 - Blocos na fase de exploração em 31/12/2001

(conclusão)

Blocos na fase de exploração em 31/12/2001			
Bacias Sedimentares	Blocos	Rodadas	Concessionários (%)
Recôncavo	BT-REC-1	2	Queiroz Galvão ¹ (60) / Ipiranga (40)
	BT-REC-2	2	Marítima ¹ (100)
	BT-REC-3	2	Marítima ¹ (100)
	BT-REC-4	3	Samson ¹ (55) / Ipiranga (45)
	BT-REC-5	3	Petroserv ¹ (100)
	BT-REC-6	3	Samson ¹ (55) / Ipiranga (45)
Santos	BM-S-2	1	Texaco ¹ (100)
	BM-S-3	1	Amerada Hess ¹ (45) / Kerr-McGee (30) / Petrobras (25)
	BM-S-4	1	Agip ¹ (100)
	BM-S-7	2	Chevron ¹ (65) / Petrobras (35)
	BM-S-8	2	Petrobras ¹ (50) / Shell (40) / Petrogal (10)
	BM-S-9	2	Petrobras ¹ (45) / BG (30) / Repsol YPF (25)
	BM-S-10	2	Petrobras ¹ (50) / BG (25) / Chevron (25)
	BM-S-11	2	Petrobras ¹ (65) / BG (25) / Petrogal (10)
	BS-1	0	Kerr-McGee ¹ (40) / Petrobras (40) / Esso (20)
	BS-2	0	Amerada Hess ¹ (32) / Petrobras (40) / British-Borneo (20) / Odebrecht (8)
	BS-3	0	Petrobras ¹ (35) / Coplex (27,5) / Queiroz Galvão (30) / Starfish (7,5)
	BS-4	0	Shell ¹ (40) / Petrobras (40) / Texaco (20)
	BS-400	0	Petrobras ¹ (100)
	BS-500	0	Petrobras ¹ (100)
	BM-S-12	3	Petrobras ¹ (70) / Queiroz Galvão (30)
	BM-S-13	3	El Paso ¹ (100)
	BM-S-14	3	Wintershall ¹ (100)
	BM-S-15	3	Maersk ¹ (100)
	BM-S-17	3	Petrobras ¹ (50) / Enterprise Oil (25) / Statoil (25)
	BM-S-19	3	Repsol YPF ¹ (50) / Statoil (25) / Enterprise Oil (25)
	BM-S-21	3	Petrobras ¹ (80) / Petrogal (20)
	BM-S-22	3	Amerada Hess ¹ (80) / Ocean Energy (20)
	BM-S-24	3	Petrobras ¹ (100)
	Sergipe-Alagoas	BM-SEAL-4	2
BM-SEAL-5		2	Amerada Hess ¹ (85) / Odebrecht (15)
BT-SEAL-2		2	Petrobras ¹ (100)
BT-SEAL-3		2	Marítima ¹ (100)
SEAL-10		0	Petrobras ¹ (100)
SEAL-30		0	Petrobras ¹ (100)
SEAL-100	0	Petrobras ¹ (100)	
Solimões	BSOL-5	0	Petrobras ¹ (100)

Fonte: ANP/SEE.

¹Empresa operadora.

Quadro AN.2 - Campos em desenvolvimento da fase de produção em 31/12/2001

Campos em desenvolvimento da fase de produção em 31/12/2001		
Bacias Sedimentares	Campos	Concessionários (%)
Camamu-Almada	Área do BAS-097 (Sardinha)	Coastal ¹ (40) / Petrobras (40) / Ipiranga (20)
Campos	Frade	Texaco ¹ (42,50) / Petrobras (42,50) / Frade Japão (15)
Ceará	Área do CES-066	Petrobras ¹ (100)
Cumuruxatiba	Área do BAS-104 Arraia	Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100)
Espírito Santo	Cangoá Peroá Rio Preto Sul	Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100)
Potiguar	Angico Arabaiana Área do RNS-033 Área do RNS-035 Área do RNS-093 Área do RNS-128 Área do RNS-134 Área do UB-4/RNS-071 Baixa do Juazeiro Fazenda Junco Sabiá	Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (21) / Unopaso (79) Petrobras ¹ (21) / Unopaso (79) Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (21) / Unopaso (79) Petrobras ¹ (21) / Unopaso (79) Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100)
Recôncavo	Camaçari Curió Fazenda Sori Pojuca Norte Rio da Serra Rio Joanes Beija-Flor Cardeal	Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100)
Santos	Coral Estrela-do-Mar Tubarão	 Petrobras ¹ (35) / Coplex (27,5) / Queiroz Galvão (30) / Starfish (7,5) Petrobras ¹ (35) / Coplex (27,5) / Queiroz Galvão (30) / Starfish (7,5) Petrobras ¹ (100)
Sergipe-Alagoas	Área do ALS-032 Fazenda Guindaste Lagoa Pacas Sebastião Ferreira	Petrobras ¹ (100) Petrosynergy ¹ (100) Petrosynergy ¹ (100) Petrobras ¹ (100)
Solimões	Carapanaúba Cupiúba Igarapé Pucá Juruá Nordeste de Juruá Sudoeste Juruá	Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100)
Tucano	Fazenda Matinha Fazenda Santa Rosa Iraí Lagoa Branca Quererá	Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100) Petrobras ¹ (100)

Fonte: ANP/SEE.

Nota: Todos os campos listados fizeram parte da Rodada Zero.

¹Empresa operadora.

Quadro AN.3 - Campos na fase de produção em 31/12/2001

(continua)

Campos na fase de produção em 31/12/2001			
Bacias Sedimentares	Campos	Concessionários (%)	
Campos	Albacora	Petrobras ¹ (100)	
	Albacora Leste	Petrobras ¹ (100)	
	Anequim	Petrobras ¹ (100)	
	Badejo	Petrobras ¹ (100)	
	Bagre	Petrobras ¹ (100)	
	Barracuda	Petrobras ¹ (100)	
	Bicudo	Petrobras ¹ (100)	
	Bijupirá	Enterprise Oil ¹ (55) / Odebrecht (25) / Petrobras (20)	
	Bonito	Petrobras ¹ (100)	
	Carapeba	Petrobras ¹ (100)	
	Caratinga	Petrobras ¹ (100)	
	Cherne	Petrobras ¹ (100)	
	Congro	Petrobras ¹ (100)	
	Corvina	Petrobras ¹ (100)	
	Enchova	Petrobras ¹ (100)	
	Enchova Oeste	Petrobras ¹ (100)	
	Espadarte	Petrobras ¹ (100)	
	Garoupa	Petrobras ¹ (100)	
	Garoupinha	Petrobras ¹ (100)	
	Linguado	Petrobras ¹ (100)	
	Malhado	Petrobras ¹ (100)	
	Marimbá	Petrobras ¹ (100)	
	Marlim	Petrobras ¹ (100)	
	Marlim Leste	Petrobras ¹ (100)	
	Marlim Sul	Petrobras ¹ (100)	
	Moréia	Petrobras ¹ (100)	
	Namorado	Petrobras ¹ (100)	
	Nordeste de Namorado	Petrobras ¹ (100)	
	Pampo	Petrobras ¹ (100)	
	Parati	Petrobras ¹ (100)	
	Pargo	Petrobras ¹ (100)	
	Piraúna	Petrobras ¹ (100)	
	Roncador	Petrobras ¹ (100)	
	Salema	Enterprise Oil ¹ (55) / Odebrecht (25) / Petrobras (20)	
	Trilha	Petrobras ¹ (100)	
	Vermelho	Petrobras ¹ (100)	
	Viola	Petrobras ¹ (100)	
	Voador	Petrobras ¹ (100)	
	Ceará	Atum	Petrobras ¹ (100)
		Curimã	Petrobras ¹ (100)
		Espada	Petrobras ¹ (100)
		Xaréu	Petrobras ¹ (100)
		Espírito Santo	Barra do Ipiranga
	Cação		Petrobras ¹ (100)
	Cacimbas		Petrobras ¹ (100)
	Campo Grande		Petrobras ¹ (100)
Córrego Cedro Norte	Petrobras ¹ (100)		
Córrego das Pedras	Petrobras ¹ (100)		
Córrego Dourado	Petrobras ¹ (100)		
Córrego Grande	Petrobras ¹ (100)		
Fazenda Queimadas	Petrobras ¹ (100)		
Fazenda Alegre	Petrobras ¹ (100)		
Fazenda Cedro	Petrobras ¹ (100)		
Fazenda Cedro Norte	Petrobras ¹ (100)		
Fazenda Santa Luzia	Petrobras ¹ (100)		
Fazenda São Jorge	Petrobras ¹ (100)		
Fazenda São Rafael	Petrobras ¹ (100)		
Guriri	Petrobras ¹ (100)		
Lagoa Bonita	Petrobras ¹ (100)		
Lagoa Parda	Petrobras ¹ (100)		
Lagoa Parda Norte	Petrobras ¹ (100)		
Lagoa Parda Sul	Petrobras ¹ (100)		
Lagoa Piabanha	Petrobras ¹ (100)		
Lagoa Suruaca	Petrobras ¹ (100)		
Mariricu	Petrobras ¹ (100)		
Mariricu Norte	Petrobras ¹ (100)		
Mariricu Oeste	Petrobras ¹ (100)		
Mosquito	Petrobras ¹ (100)		
Nativo Oeste	Petrobras ¹ (100)		
Rio Barra Seca	Petrobras ¹ (100)		
Rio Doce	Petrobras ¹ (100)		
Rio Ibiribas	Petrobras ¹ (100)		
Rio Itaúnas	Petrobras ¹ (100)		
Rio Itaúnas Leste	Petrobras ¹ (100)		
Rio Mariricu	Petrobras ¹ (100)		

(continuação)

Campos na fase de produção em 31/12/2001		
Bacias Sedimentares	Campos	Concessionários (%)
Espirito Santo	Rio Preto	Petrobras¹ (100)
	Rio Preto Oeste	Petrobras¹ (100)
	Rio São Mateus	Petrobras¹ (100)
	São Mateus	Petrobras¹ (100)
Mucuri	Ilha da Caçumba	Petrobras¹ (100)
Paraná	Barra Bonita	Petrobras¹ (100)
Potiguar	Agulha	Petrobras¹ (100)
	Alto Alegre	Petrobras¹ (100)
	Alto do Rodrigues	Petrobras¹ (100)
	Aratum	Petrobras¹ (100)
	Baixa do Algodão	Petrobras¹ (100)
	Barrinha	Petrobras¹ (100)
	Benfica	Petrobras¹ (100)
	Boa Esperança	Petrobras¹ (100)
	Boa Vista	Petrobras¹ (100)
	Brejinho	Petrobras¹ (100)
	Cachoeirinha	Petrobras¹ (100)
	Canto do Amaro	Petrobras¹ (100)
	Caruína	Devon¹ (51,41) / Repsol YPF (26,19) / Petrobras (20,00) / Sotep (2,40)
	Estreito	Petrobras¹ (100)
	Fazenda Belém	Petrobras¹ (100)
	Fazenda Canaan	Petrobras¹ (100)
	Fazenda Curral	Petrobras¹ (100)
	Fazenda Malaquias	Petrobras¹ (100)
	Fazenda Pocinho	Petrobras¹ (100)
	Guamaré	Petrobras¹ (100)
	Icapuí	Petrobras¹ (100)
	Janduí	Petrobras¹ (100)
	Juazeiro	Petrobras¹ (100)
	Lagoa Aroeira	Petrobras¹ (100)
	Leste de Poço Xavier	Petrobras¹ (100)
	Livramento	Petrobras¹ (100)
	Lorena	Petrobras¹ (100)
	Macau	Petrobras¹ (100)
	Monte Alegre	Petrobras¹ (100)
	Morrinho	Petrobras¹ (100)
	Mossoró	Petrobras¹ (100)
	Noroeste do Morro Rosado	Petrobras¹ (100)
	Pajeú	Petrobras¹ (100)
	Pedra Sentada	Petrobras¹ (100)
	Pescada	Petrobras¹ (21) / Unopaso (79)
	Poço Verde	Petrobras¹ (100)
	Poço Xavier	Petrobras¹ (100)
	Ponta do Mel	Petrobras¹ (100)
	Porto Carão	Petrobras¹ (100)
	Redonda	Petrobras¹ (100)
	Redonda Profundo	Petrobras¹ (100)
	Riacho Alazão	Petrobras¹ (100)
	Riacho da Forquilha	Petrobras¹ (100)
	Rio Mossoró	Petrobras¹ (100)
	Salina Cristal	Petrobras¹ (100)
	São Manoel	Petrobras¹ (100)
	São Miguel	Petrobras¹ (100)
Serra	Petrobras¹ (100)	
Serra do Mel	Petrobras¹ (100)	
Serra Vermelha	Petrobras¹ (100)	
Serraria	Petrobras¹ (100)	
Três Marias	Petrobras¹ (100)	
Ubarana	Petrobras¹ (100)	
Upanema	Petrobras¹ (100)	
Varginha	Petrobras¹ (100)	
Várzea Redonda	Petrobras¹ (100)	
Recôncavo	Água Grande	Petrobras¹ (100)
	Apraiús	Petrobras¹ (100)
	Araçás	Petrobras¹ (100)
	Aratu	Petrobras¹ (100)
	Biriba	Petrobras¹ (100)
	Bonsucesso	Petrobras¹ (100)
	Brejinho	Petrobras¹ (100)
	Buracica	Petrobras¹ (100)
	Canabrava	Petrobras¹ (100)
	Candeias	Petrobras¹ (100)
	Cantagalo	Petrobras¹ (100)

(continuação)

Campos na fase de produção em 31/12/2001			
Bacias Sedimentares	Campos	Concessionários (%)	
Recôncavo	Cassarongongo	Petrobras¹ (100)	
	Cexis	Petrobras¹ (100)	
	Cidade entre Rios	Petrobras¹ (100)	
	Dias D' Ávila	Petrobras¹ (100)	
	Dom João	Petrobras¹ (100)	
	Dom João Mar	Petrobras¹ (100)	
	Fazenda Alto das Pedras	Petrobras¹ (100)	
	Fazenda Alvorada	Petrobras¹ (100)	
	Fazenda Azevedo	Petrobras¹ (100)	
	Fazenda Bálsamo	Petrobras¹ (100)	
	Fazenda Belém	Petrobras¹ (100)	
	Fazenda Boa Esperança	Petrobras¹ (100)	
	Fazenda Gameleira	Petrobras¹ (100)	
	Fazenda Imbé	Petrobras¹ (100)	
	Fazenda Onça	Petrobras¹ (100)	
	Fazenda Painelas	Petrobras¹ (100)	
	Fazenda Rio Branco	W.Washington¹ (100)	
	Fazenda Santo Estevão	W.Washington¹ (100)	
	Gomo	Petrobras¹ (100)	
	Ilha de Bimbarra	Petrobras¹ (100)	
	Itaparica	Petrobras¹ (100)	
	Jacuípe	Petrobras¹ (100)	
	Lagoa Verde	Petrobras¹ (100)	
	Lamarão	Petrobras¹ (100)	
	Leodório	Petrobras¹ (100)	
	Malombê	Petrobras¹ (100)	
	Mandacaru	Petrobras¹ (100)	
	Mapele	Petrobras¹ (100)	
	Massapé	Petrobras¹ (100)	
	Massui	Petrobras¹ (100)	
	Mata de São João	Petrobras¹ (100)	
	Miranga	Petrobras¹ (100)	
	Miranga Leste	Petrobras¹ (100)	
	Miranga Norte	Petrobras¹ (100)	
	Norte Fazenda Caruaçu	Petrobras¹ (100)	
	Paramirim do Vencimento	Petrobras¹ (100)	
	Pedrinhas	Petrobras¹ (100)	
	Pojuca	Petrobras¹ (100)	
	Remanso	Petrobras¹ (100)	
	Riacho da Barra	Petrobras¹ (100)	
	Riacho Ouricuri	Petrobras¹ (100)	
	Riacho São Pedro	Petrobras¹ (100)	
	Rio do Bu	Petrobras¹ (100)	
	Rio dos Ovos	Petrobras¹ (100)	
	Rio Itariri	Petrobras¹ (100)	
	Rio Pipiri	Petrobras¹ (100)	
	Rio Pojuca	Petrobras¹ (100)	
	Rio Sauípe	Petrobras¹ (100)	
	Rio Subaúma	Petrobras¹ (100)	
	Santana	W.Washington¹ (100)	
	São Domingos	Petrobras¹ (100)	
	São Pedro	Petrobras¹ (100)	
	Sauípe	W.Washington¹ (100)	
	Sesmaria	Petrobras¹ (100)	
	Socorro	Petrobras¹ (100)	
	Socorro Extensão	Petrobras¹ (100)	
	Sussuarana	Petrobras¹ (100)	
	Taquiipe	Petrobras¹ (100)	
	Vale do Quiricó	Petrobras¹ (100)	
	Santos	Caravela	Petrobras¹ (100)
		Merluza	Petrobras¹ (100)
	Sergipe-Alagoas	Aguilhada	Petrobras¹ (100)
Angelim		Petrobras¹ (100)	
Área do SES-019D		Petrobras¹ (100)	
Aruari		Petrobras¹ (100)	
Atalaia Sul		Petrobras¹ (100)	
Brejo Grande		Petrobras¹ (100)	
Caioba		Petrobras¹ (100)	
Camorim		Petrobras¹ (100)	
Carmópolis		Petrobras¹ (100)	
Castanhal		Petrobras¹ (100)	
Cidade São Miguel dos Campos		Petrobras¹ (100)	
Cidade Sebastião Ferreira		Petrosynergy¹ (100)	
Coqueiro Seco		Petrosynergy¹ (100)	

(conclusão)

Campos na fase de produção em 31/12/2001		
Bacias Sedimentares	Campos	Concessionários (%)
Sergipe-Alagoas	Dourado	Petrobras ¹ (100)
	Fazenda Pau Brasil	Petrosynergy ¹ (100)
	Furado	Petrobras ¹ (100)
	Guaricema	Petrobras ¹ (100)
	Ilha Pequena	Petrobras ¹ (100)
	Jequiá	Petrosynergy ¹ (100)
	Mato Grosso	Petrobras ¹ (100)
	Paru	Petrobras ¹ (100)
	Pilar	Petrobras ¹ (100)
	Riachuelo	Petrobras ¹ (100)
	Salgo	Petrobras ¹ (100)
	São Miguel dos Campos	Petrobras ¹ (100)
	Siririzinho	Petrobras ¹ (100)
	Sul de Coruripe	Petrosynergy ¹ (100)
	Tabuleiro dos Martins	Petrosynergy ¹ (100)
Tartaruga	UP ¹ (67,5) / Petrobras (25,0) / TDC (7,5)	
Solimões	Leste de Urucu	Petrobras ¹ (100)
	Rio Urucu	Petrobras ¹ (100)
	Sudoeste Urucu	Petrobras ¹ (100)
Tucano	Conceição	Petrobras ¹ (100)

Fonte: ANP/SEE.

Nota: Todos os campos listados fizeram parte da Rodada Zero.

¹Empresa operadora.