

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

OTIMIZAÇÃO DE UMA REFINARIA PARA SUPRIR A PRODUÇÃO TOTAL DE DERIVADOS BRASILEIROS A PARTIR DE CORRENTES DE ÓLEOS NACIONAIS

AUTORES:

Luiza Costa Zambrano; Fernando Luiz Pellegrini Pessoa; Eduardo Mach Queiroz

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8º PDPETRO.

OTIMIZAÇÃO DE UMA REFINARIA PARA SUPRIR A PRODUÇÃO TOTAL DE DERIVADOS BRASILEIROS A PARTIR DE CORRENTES DE ÓLEOS NACIONAIS

Abstract

Brazil has several refineries, most of them from Petrobras, which is the company responsible for almost all the Brazilian refining facilities. The goal of this study is to maximize a simplified refinery based on the maximization of the refining margin to receive an input of a Brazilian crude blend composed by mostly all Brazilian crudes capable of supplying the Brazilian production of all of the oil products. For that, the ANP minimum price formula is considered, due to the fact that it is the best estimate available publicly, once real prices are of knowledge only from companies that perform buying and selling, including exploration and production companies, trading houses and refineries. The prices of the products are estimated by market values (ANP). The fractions of them are also determined by ANP minimum price formula. Knowing that the maximum daily availability of each Brazilian crude stream is its daily production and that the generation of the products is related to ANP minimum price formula, an optimization problem can be proposed, subjected to the constraints above mentioned and having the margin maximization as objective function. This problem was solved using the optimization software GAMS®, once there are 58 crude streams and 5 products streams to be analyzed. That done, the rates of those streams and the optimal margin of the refinery were defined.

Introdução

Otimização é um processo utilizado com o intuito de maximizar ou minimizar uma função, denominada função objetivo, que pode, por exemplo, ser a margem da fábrica, que deve ser maximizada. Para isso, algumas variáveis que compõem essa função objetivo são alteradas de forma a alcançar a maximização. Para maximizar a margem, é necessário saber o processo presente na fábrica analisada. São necessários também preços de matérias-primas e de produtos, volumes das matérias-primas e dos produtos gerados, o que permite quantificar receita e custo e, portanto, a margem.

Segundo Moghadassi [1] et al (2010), a otimização em indústrias químicas e de petróleo estão ganhando importância na manutenção da qualidade dos produtos e no incremento dos níveis de produção para maximizar a margem. No artigo[1], foi feita a otimização de uma unidade de destilação atmosférica de uma refinaria existente baseando-se na minimização do uso de energia e dos níveis de produção. Os resultados obtidos foram implementados no processo real, o que demonstrou que as mudanças aumentaram as produções mantendo a qualidade dos produtos, além de diminuição da utilização de energia na refinaria.

Por outro lado, otimizar uma refinaria nova tendo como função objetivo na maximização da margem de refino requer conhecimentos sobre preços e características das correntes de petróleo que compõem a matéria-prima da refinaria, bem como sobre preços dos derivados gerados. Como refinarias são compostas por diversos equipamentos, os problemas de otimização podem se tornar altamente complexos, sendo necessárias simplificações, o que é feito no presente trabalho.

O Brasil possui 58 correntes de petróleo divulgadas pela ANP, cujos nomes estão discriminados na tabela 2.

O objetivo do presente trabalho é a otimização de uma refinaria para entrar com uma corrente composta pela mistura das correntes de petróleos brasileiros existentes, produzindo os volumes de derivados que o Brasil produz (somando as produções em todas as refinarias).

Metodologia

O procedimento utilizado para realizar a pesquisa contou com as seguintes buscas: Preços das matérias-primas (Correntes de óleos brasileiros) baseados na fórmula de preço mínimo da ANP; Frações dos produtos (Gasoline 10 ppm, Ultralowsulfur diesel 10 ppm, Gasoil 0.1% S, Fueloil 1% S, Fueloil 3.5% S) em cada corrente também baseados na fórmula de preço mínimo da ANP; Preços dos produtos (Gasoline 10 ppm, Ultralowsulfur diesel 10 ppm, Gasoil 0.1% S, Fueloil 1% S, Fueloil 3.5% S) divulgados pela ANP; Volumes de produção diária de cada corrente, divulgados pela ANP; Volume de produção diária de gasolina no Brasil; Volume de produção diária da mistura diesel + gasóleo no Brasil; e Volume de produção diária de fueloil no Brasil.

Os dados de preços das correntes de petróleo no artigo foram obtidos pela fórmula de preço mínimo da ANP, que calcula os preços de acordo com as frações leve, média e pesada em cada corrente. Isso varia com a quantidade de enxofre no petróleo. Correntes com menos de 0.35% m/m de enxofre utilizam como fração leve Gasoline 10 ppm, como fração média Ultralowsulfur diesel 10 ppm e como fração pesada Fueloil 1% S. Já correntes com mais de 0.35% m/m de enxofre utilizam como fração leve Gasoline 10 ppm, como fração média Gasoil 0.1% S e como fração pesada Fueloil 3.5% S como se pode verificar na tabela 1:

% de Enxofre	Fração Leve	Fração Média	Fração Pesada
≤ 0,35%	Gasoline 10ppm**	USLD 10ppm*	Fuel Oil 1% *
>0,35%	Gasoline 10ppm**	Gasoil 0,1% ***	Fuel Oil 3,5% ***

*Petróleos doces / **Todos os petróleos / ***Petróleos ácidos

Tabela 1 - Derivados de petróleo utilizados no cálculo do preço mínimo

Os dados de APIs, enxofres, preços mínimos, produções diárias e frações de derivados de cada corrente são apresentados na tabela 2:

Corrente	Preço mínimo (US\$/bbl)	API	S (% peso)	Produção (bbl/dia)	Gasoline	ULSD	Gasoil 0,1%	O.C. 1%	O.C. 3,5%
Urucu	56,3093	48,5	0,05	30.874	45,77%	39,93%		14,30%	
Gavião Real	59,9041	56,2	0,0928	81	72,58%	27,42%		0,00%	
Ceará Mar	47,6597	28,1	0,49	7.214	30,04%		29,42%		40,54%
Fazenda Belém	36,1394	14,1	0,926	1.131	8,85%		8,22%		82,93%
Cardeal	48,1038	26,9	0,27	279	20,60%	33,10%		46,30%	
Colibri	50,7381	33,8	0,16	17	27,38%	36,57%		36,05%	
Galo de Campina	42,4476	35,6	0,05	44	17,70%	14,20%		68,10%	
João de Barro	56,5666	42,1	0,06	17	35,20%	51,30%		13,50%	
Periquito	52,0915	34,3	0,04	52	35,60%	33,70%		30,70%	
Pescada	58,6482	49,5	0,03	291	57,40%	37,50%		5,10%	
RGN Mistura	49,0786	30,6	0,29	2	29,14%	28,46%		42,40%	
Rolinha	43,8655	22,5	0,04	59.087	26,00%	11,50%		62,50%	
Alagoano	54,5193	42,2	0,06	3.637	28,02%	50,48%		21,50%	
Tabuleiro	42,8495	30,1	0,32	311	27,80%		13,40%		58,80%
Piranema	56,2682	41,9	0,17	6.448	37,83%	47,58%		14,60%	
Sergipano Terra	42,8566	24,8	0,42	29.095	26,94%		14,36%		58,70%
Sergipano Mar	55,3856	43,7	0,14	3.251	31,88%	50,02%		18,10%	
Tartaruga	55,8867	40,9	0,03	218	30,40%	53,40%		16,20%	
Tigre	52,1245	33,8	0,33	19	35,20%	34,22%		30,58%	

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

Bahiano Mistura	52,2928	36,5	0,06	43.721	20,22%	49,58%		30,20%	
Canário	47,8986	30,7	0,17	180	20,00%	32,90%		47,10%	
Fazenda Santo Estevão	49,0768	35,3	0,07	209	23,90%	33,60%		42,50%	
Lagoa do Paulo Norte	51,3895	38,1	0,06	143	15,37%	50,87%		33,76%	
Uirapuru	52,7504	38,4	0,03	18	22,50%	49,10%		28,40%	
Tico-tico	47,7444	32,9	0,08	3	19,60%	32,70%		47,70%	
Baleia Azul	50,8518	29,3	0,32	64.725	34,30%	30,21%		35,49%	
Camarupim	59,8482	51,5	0,02	2.683	84,63%	15,37%		0,00%	
Espírito Santo	45,1768	24,8	0,31	16.814	28,60%	13,98%		57,41%	
Fazenda Alegre	36,6626	13,2	0,31	6.172	7,91%		11,25%		80,84%
Golfinho	50,0949	28,8	0,13	18.681	23,08%	28,32%		38,60%	
Peroá	59,8776	53,1	0,01	651	78,30%	21,70%		0,00%	
Cachalote	42,4668	22,1	0,48	42.328	24,64%		15,36%		60,00%
Jubarte	41,9794	19,3	0,52	138.480	27,13%		10,80%		62,08%
Ostra	40,3276	21,8	0,28	20.083	15,86%		16,68%		67,46%
Albacora	43,9834	26,7	0,5	57.961	30,97%		14,31%		54,72%
Albacora Leste	41,0081	20	0,59	52.919	21,67%		12,99%		65,34%
Barracuda	44,8616	24,75	0,61	103.444	33,90%		14,50%		51,60%
Bijupirá	48,1934	27,8	0,44	7.666	32,48%		28,82%		38,70%
Cabiúnas Mistura	44,56	25,5	0,47	130.204	32,76%		14,58%		52,66%
Caratinga	43,9404	25	0,5	36.686	30,44%		14,72%		54,84%
Espadarte	41,5949	21	0,5	14.625	25,30%		11,30%		63,40%
Frade	42,666	19,8	0,73	11.353	24,29%		16,50%		59,21%
Marlim	42,683	20,3	0,74	180.685	25,46%		15,30%		59,24%
Marlim Leste	44,2969	24,7	0,55	108.529	32,18%		14,20%		53,62%
Marlim Sul	42,3109	23,1	0,67	287.955	24,90%		14,48%		60,62%
Papa Terra	38,4076	14,2	0,73	975	16,00%		9,16%		74,84%
Polvo	42,0748	20,7	1,15	11.577	24,60%		13,90%		61,50%
Peregrino	39,4954	13,7	1,8	71.809	16,70%		12,58%		70,72%
Roncador	42,8677	22,8	0,59	255.498	26,50%		14,88%		58,62%
Salema	48,7646	28,7	0,45	2.726	34,02%		29,34%		36,64%
Tubarão Azul	43,143	19,8	1,04	4.146	26,81%		15,61%		57,59%
Tubarão Martelo	41,8596	21,2	1	961	24,30%		13,40%		62,30%
Lula	50,2535	30,6	0,35	107.903	33,74%	28,46%		37,80%	
Tambaú-Uruguaí	52,254	32,6	0,13	9.896	34,18%	35,72%		30,10%	
Baúna	52,1811	33,3	0,24	35.976	38,68%	31,02%		30,30%	
Condensado de Merluza	59,3131	49,6	0,01	1.742	59,82%	37,68%		2,50%	
Condensado Mexilhão	58,8875	47,2	0,01	2.985	50,66%	45,04%		4,30%	
Sapinhoá	48,2041	29,5	0,38	28.535	32,96%		28,34%		38,70%

Tabela 2 – Características das correntes de petróleo brasileiras

Os preços dos derivados encontram-se na tabela 3:

Gasoline 10 ppm (US\$/bbl)	ULSD 10 ppm (US\$/bbl)	Gasoil 0,1% (US\$/bbl)	O.C. 1% (US\$/bbl)	O.C. 3,5% (US\$/bbl)
73,0628	73,5269	70,8505	47,5193	44,779

Tabela 3 - Preços dos derivados

Por fim, os dados de produção dos derivados por todas as refinarias do Brasil encontram-se na tabela 4:

Derivado	Gasoline	Diesel+Gasoil	Fueloil
Volume (bbl/dia)	448.220,00	862.530,00	310.260,00

Tabela 4 – Produções totais diárias dos derivados no Brasil

Com esses dados, pode-se montar o problema abaixo para otimizar uma refinaria única para gerar a produção de todo o volume de derivados do Brasil:

Função objetivo:

$$\text{Margem} = \sum_{k=1}^5 \text{Preço derivado}(k) * \text{Volume derivado}(k) - \sum_{i=1}^{58} \text{Preço óleo}(i) * \text{Volume óleo}(i) \quad (\text{Equação 1})$$

Sujeito as restrições:

$$\text{Volume gasolina} - \sum_{i=1}^{58} \text{Volume óleo}(i) * \text{fração gasolina no óleo}(i) = 0 \quad (\text{Equação 2})$$

$$\text{Volume diesel} - \sum_{i=1}^{58} \text{Volume óleo}(i) * \text{fração diesel no óleo}(i) = 0 \quad (\text{Equação 3})$$

$$\text{Volume gasóleo} - \sum_{i=1}^{58} \text{Volume óleo}(i) * \text{fração gasóleo no óleo}(i) = 0 \quad (\text{Equação 4})$$

$$\text{Volume o.c.1} - \sum_{i=1}^{58} \text{Volume óleo}(i) * \text{fração o.c.1 no óleo}(i) = 0 \quad (\text{Equação 5})$$

$$\text{Volume o.c.2} - \sum_{i=1}^{58} \text{Volume óleo}(i) * \text{fração o.c.2 no óleo}(i) = 0 \quad (\text{Equação 6})$$

$$\text{Volume gasolina} = \text{Volume de gasolina produzido no Brasil} \quad (\text{Equação 7})$$

$$\text{Volume diesel} + \text{Volume gasóleo} = \text{Volume de diesel e gasóleo produzidos no Brasil} \quad (\text{Equação 8})$$

$$\text{Volume o.c.1} + \text{Volume o.c.2} = \text{Volume de óleo combustível produzido no Brasil} \quad (\text{Equação 9})$$

$$\text{Volume óleo}(i) \leq \text{Produção óleo}(i) \quad (58 \text{ inequações})$$

O mesmo problema foi resolvido substituindo equações 7, 8 e 9 por inequações para verificar se caso a produção fosse menor, poder-se-ia encontrar um resultado melhor, ficando o problema a seguir:

Função objetivo:

$$\text{Margem} = \sum_{k=1}^5 \text{Preço derivado}(k) * \text{Volume derivado}(k) - \sum_{i=1}^{58} \text{Preço óleo}(i) * \text{Volume óleo}(i) \quad (\text{Equação 1})$$

Sujeito as restrições:

$$\text{Volume gasolina} - \sum_{i=1}^{58} \text{Volume óleo}(i) * \text{fração gasolina no óleo}(i) = 0 \quad (\text{Equação 2})$$

$$\text{Volume diesel} - \sum_{i=1}^{58} \text{Volume óleo}(i) * \text{fração diesel no óleo}(i) = 0 \quad (\text{Equação 3})$$

$$\text{Volume gasóleo} - \sum_{i=1}^{58} \text{Volume óleo}(i) * \text{fração gasóleo no óleo}(i) = 0 \quad (\text{Equação 4})$$

$$\text{Volume o.c.1} - \sum_{i=1}^{58} \text{Volume óleo}(i) * \text{fração o.c.1 no óleo}(i) = 0 \quad (\text{Equação 5})$$

$$\text{Volume o.c.2} - \sum_{i=1}^{58} \text{Volume óleo}(i) * \text{fração o.c.2 no óleo}(i) = 0 \quad (\text{Equação 6})$$

$$\text{Volume gasolina} \leq \text{Volume de gasolina produzido no Brasil} \quad (\text{Inequação 1})$$

$$\text{Volume diesel} + \text{Volume gasóleo} \leq \text{Volume de diesel e gasóleo produzidos no Brasil} \quad (\text{Inequação 2})$$

$$\text{Volume o.c.1} + \text{Volume o.c.2} \leq \text{Volume de óleo combustível produzido no Brasil} \quad (\text{Inequação 3})$$

$$\text{Volume óleo}(i) \leq \text{Produção óleo}(i) \quad (58 \text{ inequações})$$

A resposta encontrada foi a mesma, ou seja, o volume ideal na resolução do problema é igual a produção dos derivados do Brasil.

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

Para proceder a resolução do problema de otimização, foi utilizado o programa GAMS IDE. A rotina utilizada para o problema mais completo (segundo problema apresentado, com 61 inequações) é apresentada a seguir:

Sets i inequações /1*61/ → 58 Óleos e 3 de produção de derivados
 k equações /1*5/ → Balanço de massa dos 5 derivados
 j variáveis /1*63/ → 58 Óleos e 5 derivados

Parameter
 c(j) Coeficientes da função objetivo:

i	Coeficientes da função objetivo	
1	73.0628	Derivados
2	73.5269	
3	70.8505	
4	47.5193	
5	44.779	
6	-56.3093	Óleos
7	-59.9041	
8	-47.6597	
9	-36.1394	
10	-48.1038	
11	-50.7381	
12	-42.4476	
13	-56.5666	
14	-52.0915	
15	-58.6482	
16	-49.0786	
17	-43.8655	
18	-54.5193	
19	-42.8495	
20	-56.2682	
21	-42.8566	
22	-55.3856	
23	-55.8867	
24	-52.1245	
25	-52.2928	
26	-47.8986	
27	-49.0768	
28	-51.3895	
29	-52.7504	
30	-47.7444	
31	-50.8518	

i	Coeficientes da função objetivo	
32	-59.8482	Óleos
33	-45.1768	
34	-36.6626	
35	-50.0949	
36	-59.8776	
37	-42.4668	
38	-41.9794	
39	-40.3276	
40	-43.9834	
41	-41.0081	
42	-44.8616	
43	-48.1934	
44	-44.56	
45	-43.9404	
46	-41.5949	
47	-42.666	
48	-42.683	
49	-44.2969	
50	-42.3109	
51	-38.4076	
52	-42.0748	
53	-39.4954	
54	-42.8677	
55	-48.7646	
56	-43.143	
57	-41.8596	
58	-50.2535	
59	-52.254	
60	-52.1811	
61	-59.3131	
62	-58.8875	
63	-48.2041/	

b(i) Termos independentes das inequações:

i	Termos independentes das inequações	
1	30874.17	Produção dos óleos
2	80.60	
3	7214.36	
4	1131.34	
5	278.85	
6	16.59	
7	43.92	
8	16.80	
9	52.33	
10	291.21	
11	1.88	
12	59087.19	
13	3637.46	
14	310.95	
15	6447.73	
16	29095.03	
17	3250.87	
18	217.76	
19	18.51	
20	43720.93	
21	180.12	
22	208.95	
23	142.73	
24	17.96	
25	2.82	
26	64724.55	
27	2683.39	
28	16813.73	
29	6171.77	
30	18680.90	

i	Termos independentes das inequações	
31	650.81	Produção dos óleos
32	42327.50	
33	138479.64	
34	20083.20	
35	57961.41	
36	52918.71	
37	103443.75	
38	7665.78	
39	130203.82	
40	36685.66	
41	14625.48	Produção dos óleos
42	11353.43	
43	180684.70	
44	108529.01	
45	287954.57	
46	974.94	
47	11576.69	
48	71808.94	
49	255497.59	
50	2725.55	
51	4146.29	Produção de derivados
52	960.50	
53	107903.00	
54	9895.52	
55	35975.90	
56	1741.88	
57	2985.18	
58	28535.01	
59	448220.00	
60	310260.00	
61	862530.00/	

beq(k) Termos independentes das equações:

k	Termos independentes das equações
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0/;

Table a(i,j) Coeficientes das restrições de inequações (desigualdade)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	...
1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...
2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...
3	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...
4	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...

...

```

Variable x(j);
Positive Variable x(j);
Free Variable
f objective function;
Equations
eq1(i) restrições de desigualdade,
eq2(k) restrições de igualdade,
obj objective function;
eq1(i).. sum(j, a(i,j)*x(j))=l= b(i);
eq2(k).. sum(j, aeq(k,j)*x(j))=e= beq(k);
obj.. f =e= sum(j, c(j)*x(j));

OPTIONS LP = CPLEX;
model refinery /all/;

solve refinery using LP maximizing f;
display f.l, f.m, f.up;

```

Resultados e Discussão

A resolução do problema encontra-se a seguir:

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL		LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	.	4.4822E+5	+INF	.	32	.	.	+INF	-2.106
2	.	1.1044E+5	+INF	.	33	.	16813.730	+INF	.
3	.	1.9370E+5	+INF	.	34	.	6171.770	+INF	.
4	.	1.0786E+5	+INF	.	35	.	.	+INF	-3.615
5	.	7.5467E+5	+INF	.	36	.	.	+INF	-0.955
6	.	30874.170	+INF	.	37	.	42327.500	+INF	.
7	.	80.600	+INF	.	38	.	.	+INF	-0.247
8	.	7214.360	+INF	.	39	.	20083.200	+INF	.
9	.	1131.340	+INF	.	40	.	57961.410	+INF	.
10	.	278.850	+INF	.	41	.	52918.710	+INF	.
11	.	16.590	+INF	.	42	.	.	+INF	-0.033
12	.	43.920	+INF	.	43	.	7665.780	+INF	.
13	.	16.800	+INF	.	44	.	1.3020E+5	+INF	.
14	.	52.330	+INF	.	45	.	36685.660	+INF	.
15	.	291.210	+INF	.	46	.	.	+INF	-0.104
16	.	1.880	+INF	.	47	.	11353.430	+INF	.
17	.	.	+INF	-0.107	48	.	1.8068E+5	+INF	.
18	.	3637.460	+INF	.	49	.	37925.366	+INF	.
19	.	310.950	+INF	.	50	.	2.8795E+5	+INF	.
20	.	6447.730	+INF	.	51	.	413.770	+INF	.
21	.	29095.030	+INF	.	52	.	11576.690	+INF	.
22	.	3250.870	+INF	.	53	.	71808.940	+INF	.
23	.	217.760	+INF	.	54	.	2.5550E+5	+INF	.
24	.	18.510	+INF	.	55	.	2725.550	+INF	.
25	.	43720.930	+INF	.	56	.	4146.290	+INF	.
26	.	180.120	+INF	.	57	.	960.500	+INF	.
27	.	208.950	+INF	.	58	.	1.0790E+5	+INF	.
28	.	142.730	+INF	.	59	.	9895.520	+INF	.
29	.	17.960	+INF	.	60	.	35975.900	+INF	.
30	.	2.820	+INF	.	61	.	1741.880	+INF	.
31	.	64724.550	+INF	.	62	.	2985.180	+INF	.
					63	.	28535.010	+INF	.

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

Como o procedimento de resolução é programação linear, algumas correntes apresentam valor nulo (Rolinha, Camarupim, Golfinho, Peroá, Jubarte, Barracuda, Frade), mostrando que não constituirão parte da corrente de entrada da refinaria.

---- VAR f				EXECUTION TIME		=	0.016 SECONDS
LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL				
-INF	2.1455E+7	+INF	.				

A resolução do problema levou 0.016 s.

Conclusões

Obteve-se uma margem de \$ 21.455.000,00. Como o volume total de petróleo que entra é 1.614.880,21 bbl/dia, a margem por barril é de \$13,29/bbl. Comparando com a margem média do refino da Petrobras de \$ 7/bbl (Dados de 2011), pode-se verificar que a margem obtida é satisfatória.

As correntes Rolinha, Camarupim, Golfinho, Peroá, Jubarte, Barracuda, Frade não são utilizadas para alimentar a refinaria. Assim, essas correntes e também os volumes não utilizados das outras correntes podem ser vendidos no mercado externo.

Agradecimentos

ANP, Finep, Petrobras

Referências Bibliográficas

Normas ABNT

- [1] Moghadassi, A. R.; Hosseini, S. M.; Yasinib, B.; Joudaki, E.; Fazlali, A. R.; An Optimization Model for the Increment in the Yield of Distillation Columns Based on Reverse Engineering in the Petroleum Industry; Petroleum Science and Technology Volume 28, Issue 10, 2010 pages 1036-1045
- Site da ANP (www.anp.gov.br)