



# **VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA NA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO EM CAMPOS MADUROS. UMA PORTA PARA A INDÚSTRIA NACIONAL**

**Bianka Brauns (Ernst & Young Brazil)**

bbrauns@yahoo.com

**Edna Baptista dos Santos Gubitoso (IPT)**

egubitoso@ipt.br

**Lucia Cristina Dias Marinho (Janeiro - COPPE)**

luciamarinho16@hotmail.com

**Rodrigo Mendes Grandra (Ernst & Young Brazil)**

rodrigo.gandra@br.ey.com

*A exploração de Petróleo tem se mostrado um importante mecanismo uma vez que, além de outras fontes, propicia a geração de energia que viabiliza os recursos demandados pela população. Com a descoberta do Pré sal criou-se uma expectativa parra as empresas que atuam no setor uma vez que novos requisitos são necessários como recursos tecnológicos mais robustos e uma legislação que suporte este tipo de atividade. Enquanto grandes investimentos se fazem necessários para explorar estes novos campos, outras áreas, não tão atrativas para as grandes empresas, podem se mostrar extremamente atrativas para empresas de porte menor. Este estudo, realizado aproximadamente durante a Quinta rodada da ANP com dados de um campo específico, tem o objetivo de demonstrar a viabilidade econômica e financeira de campos maduros de petróleo, que tem se configurado uma fonte promissora de energia.*

*Palavras-chaves: Campos maduros de petróleo; viabilidade econômica e financeira*

## 1. INTRODUÇÃO

A exploração de petróleo em campos maduros tem se mostrado um negócio bastante lucrativo para empresas de pequeno porte. Dados de 2003 mostram que nos EUA, 40% da produção de petróleo é feita em campos maduros por empresas privadas de menor porte comparando-se com empresas do governo. Tendo em vista esta tendência, o objetivo deste estudo é realizar a análise econômica e financeira em campos maduros no Brasil.

Quando um novo campo de petróleo é perfurado, o óleo pode ser retirado apenas com a alta pressão existente. Com a retirada do óleo a pressão vai diminuindo e isto dificulta a retirada do o óleo que ainda está armazenado. Para aumentar a recuperação destes poços deve-se injetar água a fim de aumentar a pressão e conseguir retirar o restante do óleo, e pode-se dizer que o campo já é considerado maduro.

Existem várias definições na literatura para campos maduros, tais como aqueles:

- ⇒ Próximos do seu limite de viabilidade econômica
- ⇒ Cujas fase de produção é irreversivelmente declinante
- ⇒ Localizados em terra ou em águas rasas (lamina d'água menor que 50 metros)
- ⇒ Já produzem há pelo menos 10 anos
- ⇒ Com volume recuperável não superior a 3 milhões de barris de óleo equivalente (boe)
- ⇒ Com potencial para utilização de técnicas especiais de recuperação: térmica, gasosa, química

Para facilitar o entendimento vamos definir FR (fator de recuperação) que está relacionado a taxa de extração de petróleo do reservatório. No início de produção, assim que o poço é perfurado e contando apenas com a pressão primária (sem interferência externa), o FR varia entre 10 e 20%. Com isto, em uma descoberta de 10.000.000 barris somente 2.000.000 conseguem ser extraídos do campo. Para aumentar a recuperação destes poços deve-se utilizar técnicas de recuperação secundária ou terciária (como por exemplo: injeção de água, injeção de polímeros, combustão *in situ*, injeção de hidrogênio, etc) ) a fim de aumentar a pressão aumentar o fator de recuperação. Quando o fator de recuperação é baixo e utilizamos técnicas

de recuperação secundária ou terciária, podemos dizer o campo é considerado maduro. A produção de petróleo em campos possui fases distintas, tais como apresentadas na Figura 1.

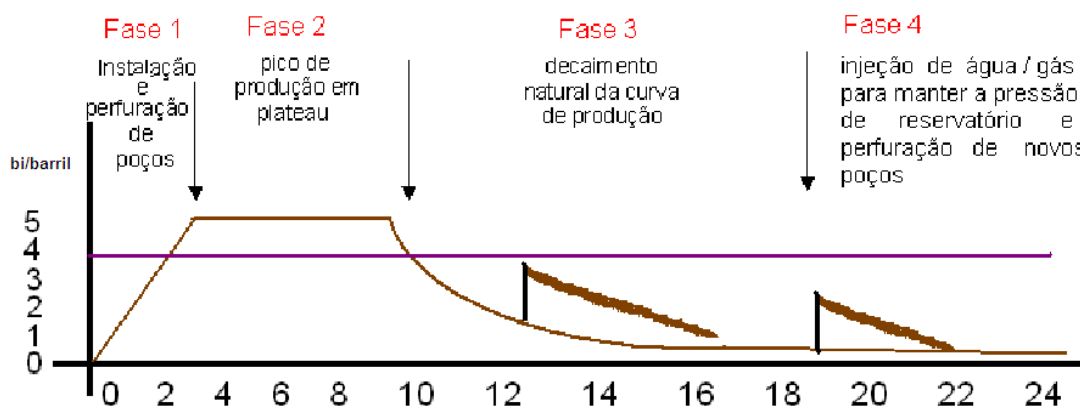


Figura 1 – Curva de produção de Petróleo

Na primeira fase podemos extrair o petróleo, pois o diferencial de pressão assim o permite. Na fase 2, se não for utilizadas técnicas de recuperação secundária desde o início da produção, o fator de recuperação fica no máximo em 20% (a depender do caso). Quando a pressão começa a diminuir (fase 3 e fase 4) injeta-se água a fim de aumentar a pressão e se conseguir retirar o óleo lá existente. A injeção de água é iniciada sempre que a pressão do campo diminui, podendo acontecer a partir dos 10 anos de produção ou até mesmo antes deste período.

No Brasil, sob foco histórico, o petróleo apresenta quatro momentos distintos:

- ⇒ A primeira fase ocorreu até 1938, com as explorações sob o regime da livre iniciativa. Neste período, a primeira sondagem profunda foi realizada entre 1892 e 1896, no Município de Bofete, Estado de São Paulo, por Eugênio Ferreira Camargo.
- ⇒ A segunda fase começou com a nacionalização das riquezas do nosso subsolo, pelo Governo e a criação do Conselho Nacional do Petróleo, em 1938.
- ⇒ A terceira fase começou com o estabelecimento do monopólio estatal, durante o Governo do Presidente Getúlio Vargas que, a 3 de outubro de 1953, promulgou a Lei 2004, criando a Petrobrás. Foi uma fase marcante na história do nosso petróleo, pelo fato da Petrobrás ter nascido do debate democrático, atendendo aos anseios do povo brasileiro e defendida por diversos partidos políticos.

⇒ A quarta fase que estamos vivendo agora com a flexibilização do Monopólio, conforme a Lei 9478, de 6 de agosto de 1997.

## 2. Formulação do Problema

A exploração em campos maduros de Petróleo tem se mostrado perfeitamente viável nos Estados Unidos da América. A necessidade de se verificar a viabilidade econômica da produção de petróleo desses campos no Brasil foi o grande fator determinante deste trabalho, realizado em 2003.

Para comprovar o estudo foi escolhido o campo de Ilha Pequena (IP no campo SE1A – Figura 2) entre os muitos campos maduros existentes no Brasil e que estão sendo oferecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Os dados da análise foram adquiridos junto a ANP.

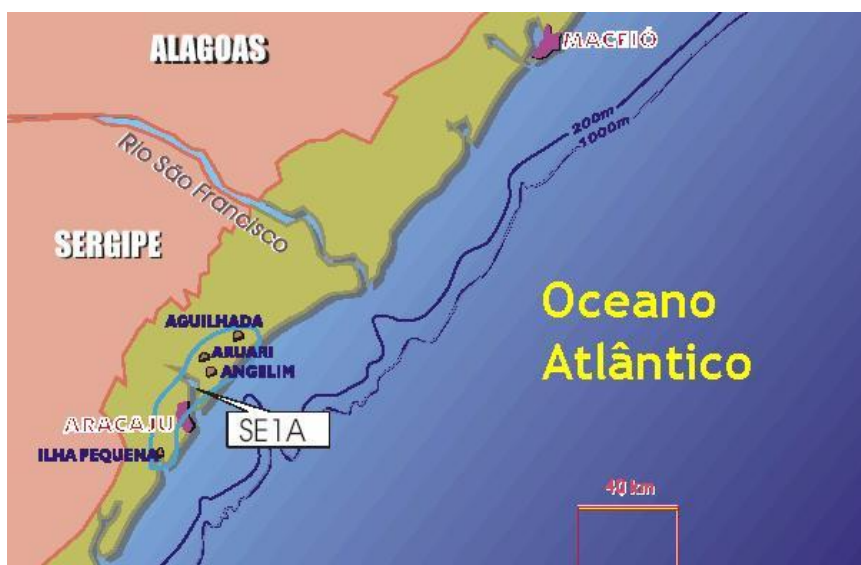


Figura 2 – Campo Ilha Pequena

### **3. OBJETIVO**

Para facilitar o entendimento dos objetivos a que se destina este trabalho, os mesmos foram divididos em geral e específico.

#### **3.1 GERAL**

Busca fazer a avaliação econômica e financeira da exploração de um campo de petróleo maduro e verificar sua viabilidade.

A finalidade é realizar os cálculos necessários, com recursos da informática (planilha EXCEL), utilizando os dados conhecidos e disponibilizados publicamente com a finalidade de concluir se a produção em campos maduros é financeiramente viável.

#### **3.2 ESPECÍFICOS**

Complementando o objetivo geral, os objetivos específicos a serem alcançados com este trabalho são os seguintes:

- => Definição da curva de produção
- => definição do fluxo de caixa do projeto
- => Análise de sensibilidade do projeto

### **4. METODOLOGIA**

Para apresentar as informações sobre o método e procedimentos metodológicos utilizados neste trabalho, as diretrizes de Cooper e Schindler (2003) foram utilizadas.

Os autores relatam que exploração é o processo de coletar informações para formular ou refinar questões de administração, de pesquisa, investigativas ou de mensuração. A pesquisa exploratória é feita para aumentar o entendimento do problema de pesquisa, identificar formas alternativas de resolver o problema, reunir informações para refinar a questão de pesquisa e identificar fontes para as verdadeiras questões de pesquisa e estrutura de amostragem.

As técnicas utilizadas para o desenvolvimento da pesquisa se basearam principalmente em:

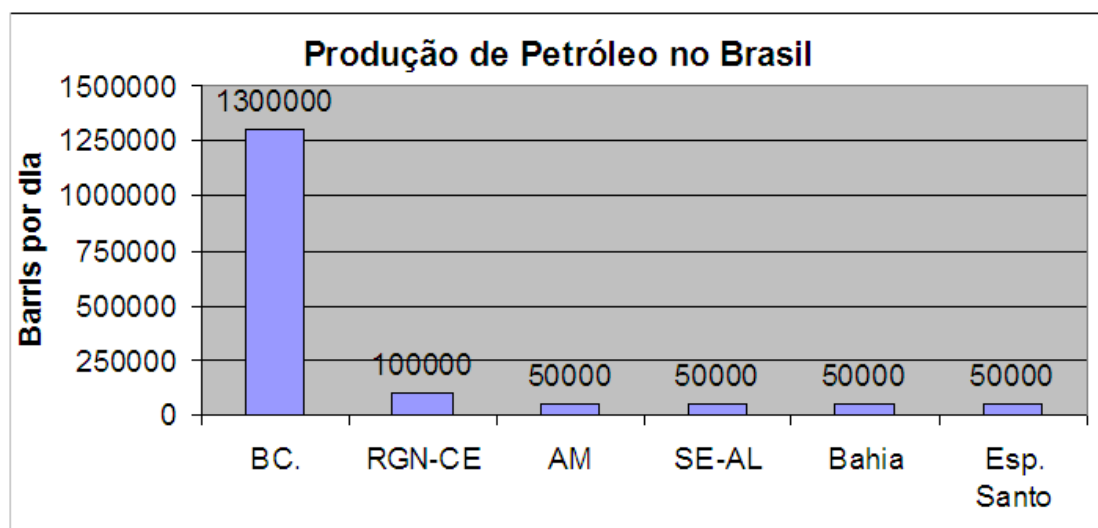
- a) Levantamento de dados de produção;

- b) Levantamento, tabulação, tratamento e análise de dados relacionados à produção, custos e impostos; e
- c) Elaboração da planilha eletrônica com o resultado das análises;

## 5. DESENVOLVIMENTO

Em todo o mundo, as grandes empresas de petróleo e gás, diante do volume de seus negócios e interessadas em investir em projetos altamente rentáveis, se desfazem das concessões de campos petrolíferos que deixaram de ser atraentes. Esses campos quase sempre se encontram em estágio avançado de exploração (campos maduros) ou eram jazidas de pequeno porte. No entanto, para empresas menores que operem a custos mais baixos ou dominem tecnologias específicas, esses campos podem se tornar comercialmente viáveis. Haja vista o exemplo dos Estados Unidos, onde mais de oito mil empresas independentes, de tamanhos variados, respondem (referência 2003) por cerca de 40% da produção de petróleo (mais de 3 milhões de barris/dia) e de 65% da produção de gás natural (950 milhões de m<sup>3</sup>/dia), garantindo cerca de 300 mil empregos diretos. Em 1998, essas empresas foram responsáveis por 85% dos novos poços perfurados no país.

No caso brasileiro, o perfil de produção é diferente, onde mais de 85% do petróleo é produzido *off shore*.



Fonte: Petrobras/2003

Figura 3 – Produção de Petróleo no Brasil

Na Figura 3 pode-se comparar a produção de petróleo em campos terrestres e no mar. A Produção nas 5 bacias terrestres está em torno de 230.000 barris por dia, enquanto a produção no Mar (BC – Bacia de Campos) está em torno de 1.370.000 barris por dia.

## 5.1 CAMPOS MADUROS

O óleo bruto é formado pela combinação de moléculas de carbono e de hidrogênio, ou seja, um composto de hidrocarbonetos resulta da ação do calor e da pressão provocada pelo empilhamento das camadas geológicas que se transforma em um óleo denominado petróleo.

O petróleo pode ser encontrado nas formas: líquido, sólido ou gasoso conforme sua temperatura ou pressão. As cores variam do negro ao âmbar, variando de acordo com os materiais dos quais se constituiu. Existem, então, diversos tipos de petróleo, com características físicas e químicas diferentes, que variam de acordo com as combinações de hidrocarbonetos e compostos nele existentes.

Para formação do petróleo é fundamental a presença de uma bacia sedimentar. Elas são depressões da crosta terrestre preenchidas por sedimentos que se transformaram, em milhões de anos, nas chamadas rochas sedimentares.

O petróleo é gerado na chamada ROCHA MATRIZ. Daí ele migra por entre as rochas porosas e permeáveis procurando diminuir a pressão, como o café penetrando em um torrão de açúcar. Ele flui até encontrar uma camada impermeável que bloqueie o seu escapamento. Esta rocha chama-se ROCHA-RESERVATÓRIO, ou seja, a rocha armazenadora do petróleo. As trapas, alçapões ou armadilhas são os obstáculos naturais que impedem sua migração para zonas de pressão ainda mais baixas.

Para encontrar o petróleo, então, é preciso combinar estes fatores:

- ⇒ Bacia sedimentar (embora nem todas possuam acumulações comerciais de óleo e gás)
- ⇒ Rochas Geradoras (matriz)
- ⇒ Rochas Reservatório
- ⇒ Rochas Impermeáveis

Resumidamente podemos dizer que um campo de petróleo é uma acumulação de óleo, encontrada em rochas reservatórios (rochas porosas, normalmente arenitos ou calcários), seladas por uma camada impermeável que capeia essa acumulação. Normalmente essa

acumulação fica sob pressão e quando furamos um poço o petróleo flui até a superfície. Quando o poço começa a fluir a pressão começa a diminuir e a vazão vai decrescendo até atingir valores insignificantes.

No gráfico da Figura 4 pode-se verificar a expectativa da produção de um campo de petróleo no decorrer do tempo, sem a ação humana. Ocorre a diminuição da produção porque a pressão interna vai decrescendo. É por isto que se deve injetar água para conseguir retirar o óleo lá existente.

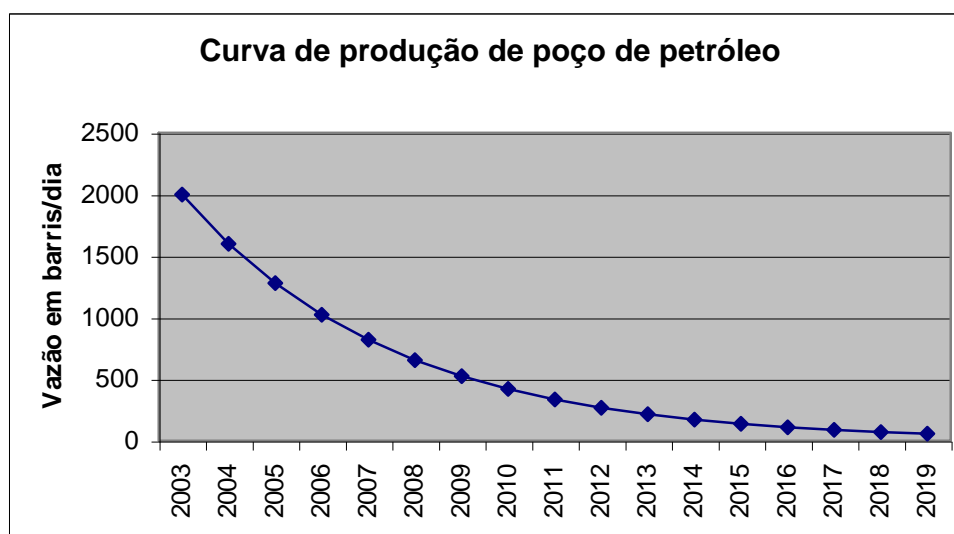


Figura 4 – Curva de Produção de um poço de Petróleo

Conforme já mencionado anteriormente, o fator de recuperação do óleo contando somente com a pressão primária (inicial) é de 10 a 20% da quantidade de óleo nos poros da rocha. Desta forma, em uma descoberta de 10 milhões de barris, 2 milhões são retirados e os 8 milhões ficam em sub-superfície. Para aumentar a recuperação desses campos tem-se que injetar água a fim de manter a pressão inicial do reservatório e desta forma conseguir extrair petróleo. Nessa fase de recuperação secundária e terciária, já pode ser dito que o campo é maduro.

Para evitar que a pressão do campo diminua abruptamente, inicia-se a injeção de água logo no início da produção do campo, não deixando que toda a sua pressão original seja perdida. Ao injetar água a vazão do campo se mantém. Quando se inicia a fase madura a vazão do campo diminui mesmo injetando água.



## 5.2 INTERESSE POR CAMPOS MADUROS

As empresas de pequeno e médio porte marcaram presença na Quarta Rodada de Licitações (2002), promovida pela ANP (Agencia Nacional de Petróleo). Das 21 concessões oferecidas para exploração da bacia sedimentar brasileira, 12 foram adquiridas por empresas menores, atuantes apenas no segmento de exploração e produção de petróleo e gás.

Essas áreas, chamadas áreas maduras, deixaram de ser atraentes para Petrobrás devido à baixa produtividade e ao tamanho da acumulação. A estratégia será aplicar tecnologias especiais de recuperação, capazes de aumentar o nível de produção de óleo e gás, chegando a triplicar os volumes em comparação com os resultados anteriores da Petrobras.



Figura 5– Áreas de campos maduros no Brasil

Na Tabela 1 podem-se verificar algumas informações sobre a produção, valor de investimento sobre os campos maduros

Tabela 1 – Informações dos Campos Maduros (ANP)

Grupo	SEA1				
	Aguilhada	Angelim	Aruari	Ilha Pequena	
Nome	(AG)	(NA)	(ARI)	(IPI)	
Codigo					
Valor	1,745				
Prod. Oleo media 2002 bbl/dia	76,1	24,5	24,5	64,8	
Prod. Gas media 2002 bbl/dia	0	0	0	0	
Pocos	Total	12	31	7	15
	Produtores	2	2	1	5
API do oleo	21-27	21-27	25	42	
Profundidade (m)	1300	1000	866	1300	
OIP MM bbl oleo equivalente	2,755	7,504	1,176	8,372	
oleo eq	0,689	0,799	0,235	1,96	
Royalties (%)	9,3	7,8	9,3	9,3	
Prod. Agua media 2002 (m3/dia)	34,3	1,9	1,6	5,5	

Pode-se observar que existe um valor mínimo para poder conseguir a concessão dos campos oferecidos. Neste estudo, o Grupo de interesse é o SE1A que é composto pelos campos Aguilhada, Angelim, Aruari e Ilha Pequena sendo este último o foco deste estudo. O preço mínimo para a concessão é de MM US\$ 1.745. Existem outras informações importantes para nosso estudo como número de poços produtores e totais. A informação sobre a produção acumulada também é importante, pois desta forma pode-se analisar as diferentes formas de rateio do valor da concessão somente para o campo Ilha Pequena.

## 6. RESULTADO

Para demonstrar o resultado será feita uma apresentação da metodologia utilizada (premissas) e depois o resultado através da aplicação da metodologia.

### 6.1 PREMISSAS

O modelo de avaliação econômica de um projeto de produção foi construído usando como dados de entrada um dos campos ofertados pela Petrobrás, com base nos dados da curva de produção fornecidos pela ANP além dos impostos e demais taxas.

As premissas adotadas para a avaliação econômica foram:

- ⇒ O preço do barril de petróleo a 23,34 dólares por barril. Curva de produção extrapolação para o futuro do histórico de produção do campo. O custo operacional estimado de US\$ 3 dólares por barril.
- ⇒ As taxas iniciais consideradas são: o *royalty* de 9,3% da receita bruta, imposto de renda de 25%, contribuição social de 8%, pagamentos ao proprietário (caso aplicável) da terra igual a 0,98% da produção e CPMF de 0,38% e a taxa de atratividade a 10% (o que era a prática de mercado)

O investimento está relacionado à compra do Ativo e aos investimentos necessários para ampliação da produção e ao custo de abandono que está estimado em aproximadamente 100 mil dólares por poço.

Considerando esses dados construímos o fluxo de caixa do projeto, e calculamos o valor presente líquido do projeto (VPL), a taxa interna de retorno (TIR), a Exposição financeira máxima no projeto. A Figura 6 ilustra esse fluxo de caixa

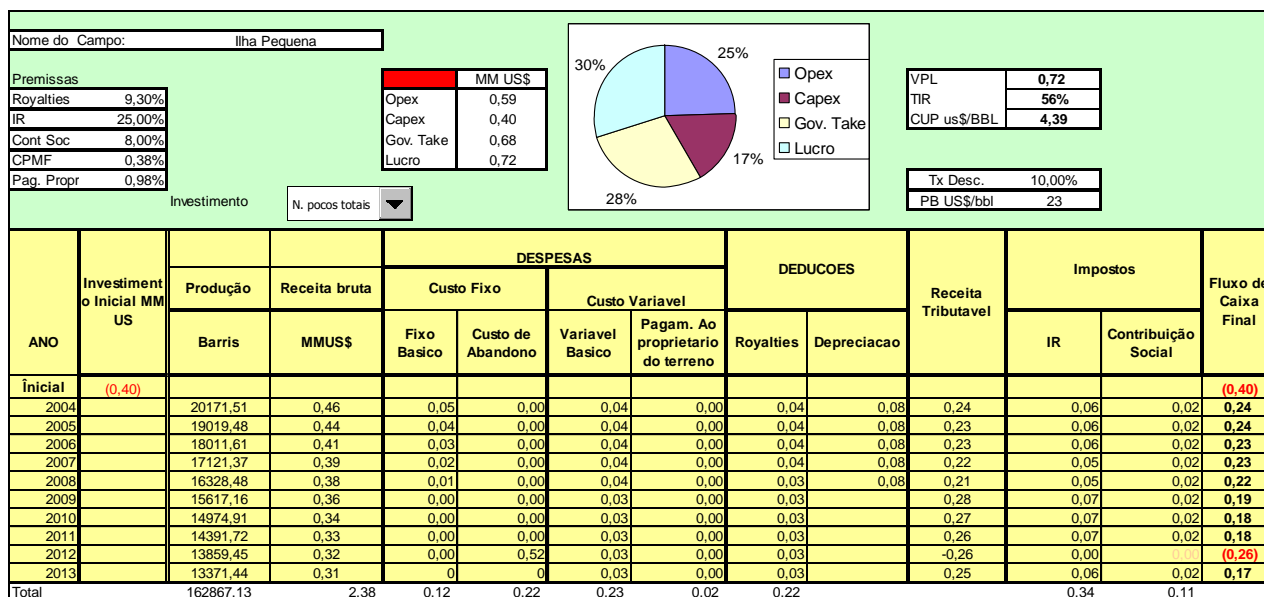


Figura 6 – Fluxo de Caixa

## 6.2 ANÁLISE DOS PARÂMETROS DE ENTRADA

### 6.2.1 Investimento Inicial - CAPEX

A ANP ofereceu inicialmente o grupo SEA1, composto pelos campos Aguilhada, Angelim, Aruari e Ilha Pequena, por 1,745 MMI US\$. Fazendo-se as devidas considerações para análise do rateio do investimento inicial: número de poços totais, produtores, produção média 2002 e acumulada. Estimou-se para o Prospecto Ilha Pequena um investimento na aquisição do ativo de 400 mil dólares (rateio pelo número de poços totais).

Tabela 2 – Rateio do valor de investimento inicial (fonte ANP)

	N pocos totais	Total	Valor	N pocos produtor	Total	Valor	Producao média 2002	Total	Valor	Producao acumulada	Total	Valor
Aguilhada	12	18,46%	0,32	2	20,00%	0,35	76,1	40,07%	0,70	0,689	18,71%	0,33
Angelim	31	47,69%	0,83	2	20,00%	0,35	24,5	12,90%	0,23	0,799	21,69%	0,38
Aruari	7	10,77%	0,19	1	10,00%	0,17	24,5	12,90%	0,23	0,235	6,38%	0,11
Ilha Pequena	15	23,08%	0,40	5	50,00%	0,87	64,8	34,12%	0,60	1,96	53,22%	0,93
Soma	65			10			189,9			3,683		

### 6.2.2 Dados Produção

Para análise financeira foram utilizados os dados históricos de produção fornecidos pela ANP (Tabela 3).

Tabela 3 – Histórico de Produção Ilha Pequena

ANO	Ilha Pequena		Total
	oleo (m3)	gas (mil m3)	
1983	4944	950,00	4944,95
1984	5764	456,00	5764,46
1985	4551	603,00	4551,60
1986	6893	1049,00	6894,05
1987	15179	1732,00	15180,73
1988	12866	1786,00	12867,79
1989	35470	5780,00	35475,78
1990	33482	4312,00	33486,31
1991	36413	5149,00	36418,15
1992	21144	7598,97	21151,60
1993	9862	11730,54	9873,73
1994	8286	7116,72	8293,12
1995	9221	5303,12	9226,30
1996	9172	4823,56	9176,82
1997	4917	4605,78	4921,61
1998	2847	3442,52	2850,44
1999	3366	3286,02	3369,29
2000	4455	2489,00	4457,49
2001	5183	1460,00	5184,46
2002	3159	1216,00	3160,22

A partir da produção de petróleo e gás calculou-se a produção em Barris de óleo equivalente (BOE), cujo calculo é feito pela produção petróleo adicionada à produção gás/100.000 do total do campo. Com estes dados históricos foi possível fazer o ajuste da curva de produção a uma função exponencial dos dados e extrapolaram-se os valores a partir de 2003 para utilização no fluxo de caixa.

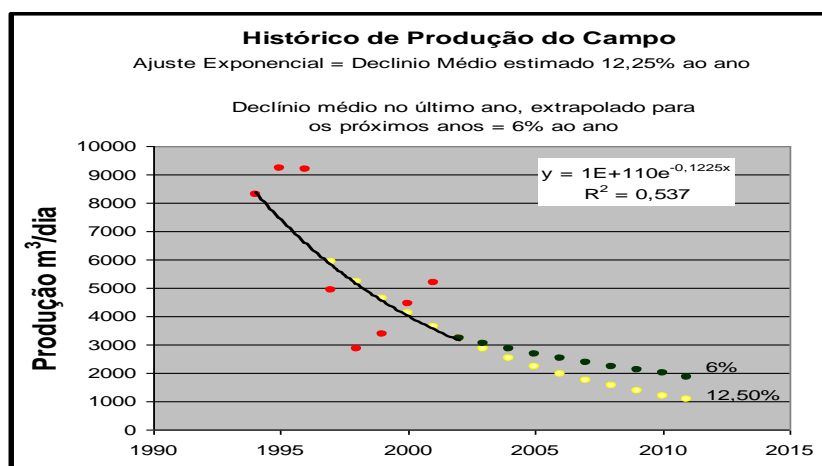


Figura 7 – Interpolação dos dados de produção (fonte ANP)

Foi feita a interpolação com os dados dos anos anteriores onde chegou-se a um declínio médio da curva da ordem de 12,5%. Esta última consideração traduz melhor a situação real da curva exponencial uma vez que ela é mais atenuada na parte final. Tomou-se então esta curva como base para calcular o valor estimado da produção para os anos seguintes no fluxo de caixa, conforme tabela a seguir:

Tabela 4 – Dados de Produção interpolados em m<sup>3</sup> (fonte ANP)

2002	3206,917
2003	3023,765
2004	2863,531
2005	2721,999
2006	2595,943
2007	2482,855
2008	2380,748
2009	2288,031
2010	2203,411
2011	2125,826

### 6.2.3 Government Taken

Este item no fluxo de caixa diz respeito aos impostos e taxas pagos ao Governo e correspondem ao Imposto de Renda, Contribuição Social e *Royalties*. Está representado no fluxo nas colunas DEDUÇÕES e Impostos.

### 6.2.4 OPEX

Diz respeito ao Custo Operacional. No fluxo de caixa corresponde ao item DESPESAS sendo o somatório do Custo Fixo (Fixo Básico e Custo de Abandono) e Custo Variável (Variável Básico e Pagamento ao Proprietário).

O custo de abandono do poço foi considerado no fluxo de caixa. Hoje em dia deve-se tomar cuidado com as questões relativas ao meio ambiente e isto deve ser levado em consideração na hora de abandonar o poço de petróleo.

Também está previsto o pagamento feito ao proprietário das terras aonde se localiza o poço. Deve ser levado em consideração sempre que aplicável.

## 6.3 CONSIDERAÇÕES

Para que fosse possível a análise teve-se que ter acesso aos seguintes dados: curva de produção, investimento, custo operacional, preço do petróleo, taxas governamentais e taxa de atratividade.

### 6.3.1 – Curva de Produção

Foi feita uma interpolação nos dados históricos da curva de produção informada pela ANP.

### 6.3.2 – Investimento

Foi feito o rateio do preço de investimento total do campo de acordo com número de poços totais, produtores, produção média 2002 e acumulada. Consideramos o rateio feito pelo número de poços totais e o valor do investimento foi fornecido pela ANP.

### 6.3.3 – Custo Operacional

Segundo valores históricos internacionais utilizou-se valores de 2 a 4 US\$/barril para a análise de sensibilidade

### 6.3.4 - Preço do Petróleo

Foi feito um estudo da variação do preço histórico do petróleo dos 20 anos anteriores a 2003 (maio 1988 a abril 2003) e nesta análise concluiu-se que o preço ficou em 85% do tempo num valor superior a 15 US\$/barril. A média foi de US\$23,34 por barril com um desvio de US\$2,29.

### 6.3.5 – Taxas Governamentais

Foram estimadas nos valores praticados na época (2003).

### 6.3.6 – Taxa de atratividade

Foi utilizado o valor de 10% porque era o valor praticado pelo mercado.

## 6.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Através da análise do valor histórico do preço do petróleo (maio 1988 a abril 2003 – Figura 8), verificou-se que havia uma forte tendência que ele ficasse na faixa dos 23 dólares/barril com um desvio de US\$2,29. Utilizando o valor de 23 dólares/barril tem-se um valor de VPL de 0,72 e TIR 56% (Figura 6). Com estes números pode-se dizer que este projeto é viável economicamente.

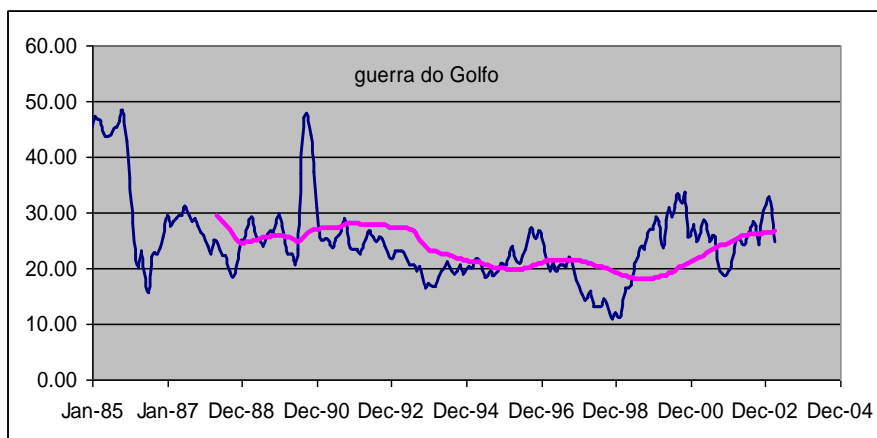


Figura 8 – Valor histórico do preço do barril de petróleo

A análise de sensibilidade (Figura 9) da variação do VPL com relação a variações do preço do barril de petróleo, variação da curva base de produção, da variação dos custos operacionais e dos investimentos, mostra que mesmo com uma variação de 25% em qualquer um desses parâmetros, o projeto ainda é muito robusto, trazendo ganhos para o investidor.

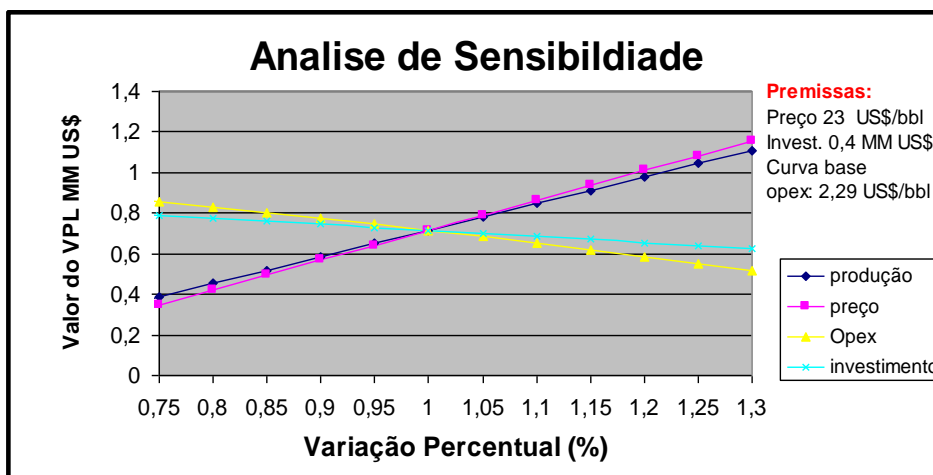


Figura 9 – Variação da Produção X Preço (barril)

Como foi verificado pelos dados históricos de 2003 que o preço do petróleo permaneceria estável em torno de 23 US\$ por barril, e que o investimento é definido pelo investidor, é importante verificar a robustez do projeto a uma variação da curva de produção e a uma variação do custo operacional. A Figuras 10 apresenta a análise de sensibilidade unidimensional, variando tanto o custo quanto a curva de produção.

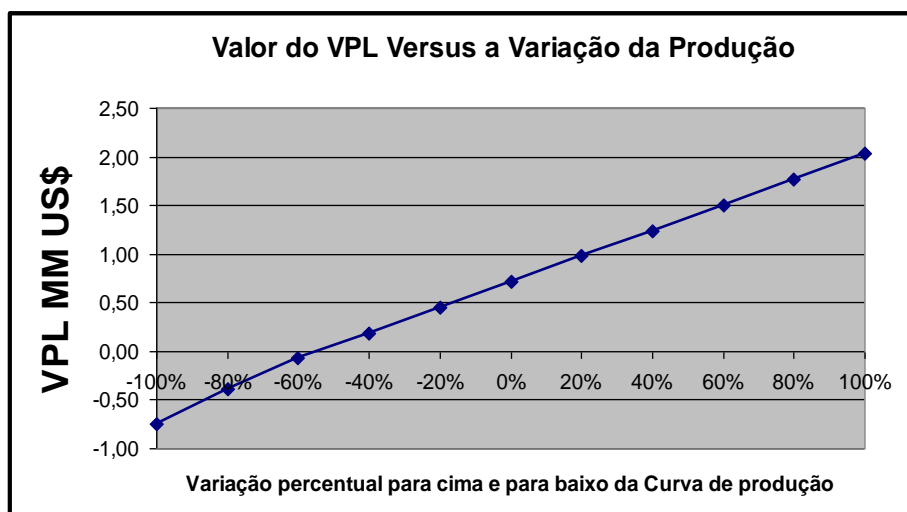


Figura 10 - VPL X Variação da Curva de Produção

Caso não haja produção serão perdidos os 0,4 milhões do investimento mais o custo fixo (básico e abandono) resultando em um prejuízo de 0,74 milhões. Observando a Figura 10, mesmo que a produção caia 60% o projeto apresenta um VPL positivo. A realização da curva de produção prevista traz um VPL de 0,72 milhões de US\$, e se a produção for 2 vezes maior teremos um VPL de 2,03 milhões de dólares.

Observa-se na Figura 11 que mesmo o Custo Operacional aumentando 95% ainda assim o projeto é viável. Mesmo que conseguíssemos produzir a custo zero lucro máximo seria de 1.13 milhões de dólares

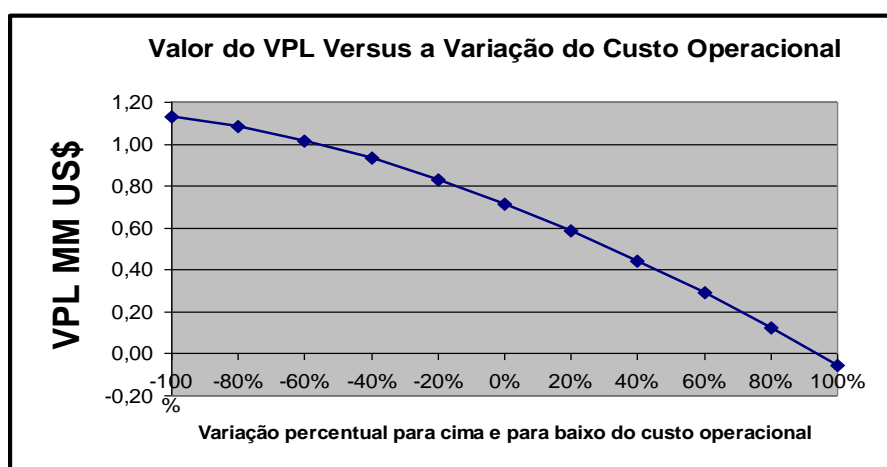


Figura 11 - Variação do VPL X Variação do Custo Operacional



No Gráfico da Figura 12 mostra que se a produção subir muito e os custos operacionais forem reduzidos, tem-se uma área cujo lucro superar 2 milhões de dólares. Nesse gráfico o ponto (0,0) corresponde àquele em que o custo operacional é exatamente igual ao assumido e a produção é a produção estimada para o projeto, e o VPL está entre a curva azul e vermelha exatamente em 0,72 milhões de US\$.

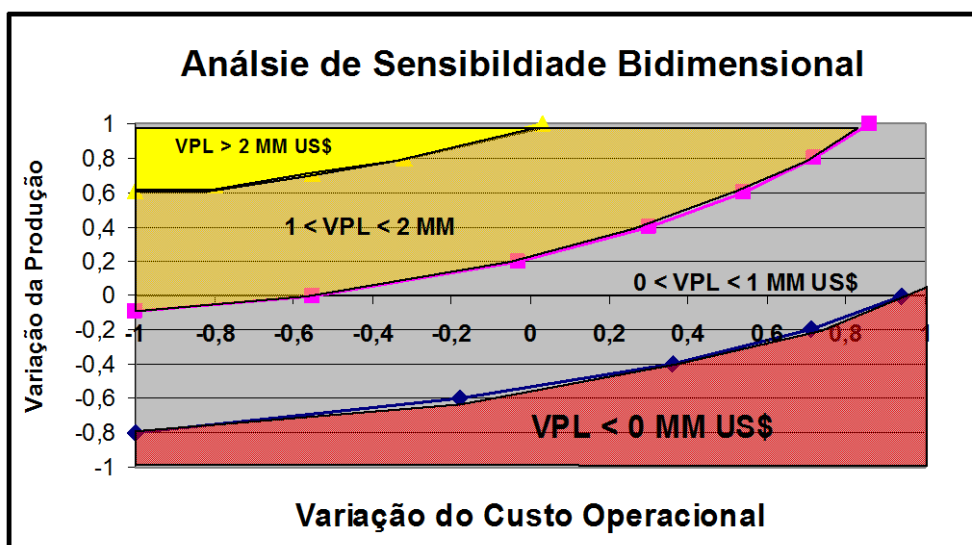


Figura 12 – Análise Sensibilidade em gráfico bidimensional

Finalmente observando a robustez do projeto a uma variação do preço do petróleo (Figura 13) verifica-se que ele é robusto até o valor de 11,83 dólares por barril, considerando os parâmetros iniciais de produção, custos e investimentos. Até o valor de 12 US\$/barril termos o valor de VPL positivo.

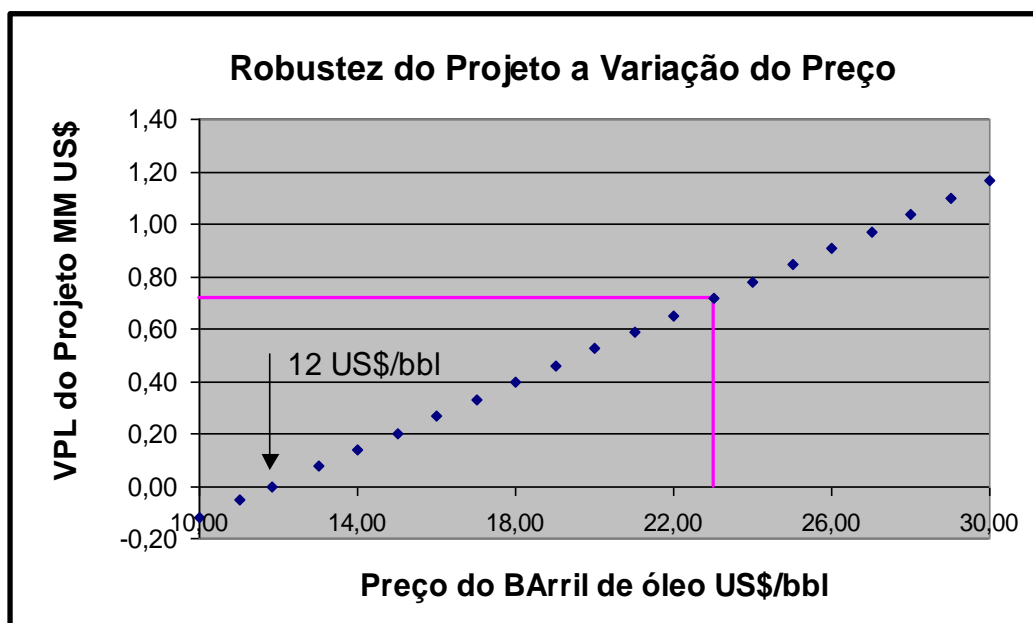


Figura 13 – Robustez do Projeto à variação do preço

## 7. CONCLUSÃO

Foi verificada nesse trabalho (utilizando os dados de 2003) através da avaliação econômica que o campo maduro é uma possibilidade viável para o desenvolvimento da indústria nacional de pequeno porte na exploração de petróleo no Brasil.

A robustez desses projetos está associada a um custo operacional mais baixo, fator que é difícil para as grandes corporações, onde os custos com *overhead* (mão de obra) e infraestrutura são tão elevados que só grandes projetos se tornam viáveis. Esta “alavancagem” operacional tem um perfil mais aderente às pequenas empresas.

As análises de sensibilidade unidimensional e bidimensional mostram que esses projetos, apesar de pequenos, apresentam níveis de riscos capazes de serem suportados por essas empresas.

Uma das preocupações está relacionada aos custos com abandono, pois a exigência com o meio ambiente é cada vez maior. A redução dos *royalties* e retenção de recursos para o período de abandono dos poços podem ser usados para otimizar o efeito dos impostos na empresa e garantir recursos para um abandono dentro das especificações que o meio ambiente exige.

Uma próxima análise pode ser feita ampliando-se o horizonte do estudo até a presente data.

## 8. REFERÊNCIAS

BRAUNS, B. **Viabilidade técnica e econômica na exploração de petróleo em campos maduros. uma porta para a indústria nacional.** 2003. 44p. Trabalho de Conclusão de Curso (MBA em Engenharia Econômica e Financeira) – Pós-Graduação do Latec, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2003.

COOPER, D. R.; SHINDLER, P.R. **Métodos de pesquisa em administração.** 7. ed. Porto Alegre: Bookman, 2003. 640p.

SOUZA, L. P. **Estudo sobre tomada de decisão em projetos de rejuvenescimento de campos petrolíferos maduro.** 2003. 75p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.

SANTOS JUNIOR, A. **Rejuvenescimento de campos maduros no Brasil – desafios e impactos.** Mata de São João: Petreconcavo: jul. 2003

RAMALHO, R. O petróleo no Brasil. **Ciência Hoje.** Rio de Janeiro, dez. 2000. Disponível em: <<http://www2.uol.com.br/cienciahoje/especial/naturais/petro2.htm>>. Acesso em: 13 mar. 2009.

PROJETO CTPETRO. Sistemas produtivos e inovativos locais na indústria de O&G – análise da experiência em campos marginais do recôncavo baiano. Rio de Janeiro: INT, 2003.

BALANÇO SETORIAL PETRÓLEO E GÁS – Junho 2002 n.1

Gazeta Mercantil: Balanço Setorial PETRÓLEO E GÁS. *Notícias comandam os preços.* Ano 1, nº 1, junho/2002.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Relatório Anual ANP – 2002.** Rio de Janeiro: ANP, 2002.

MANGUINHOS REFINARIA. **Origem do petróleo – O que é Petróleo e onde encontrá-lo.** Rio de Janeiro: Manguinhos Refinaria, 2009. Disponível em: <<http://www.manguinhosrefinaria.com.br/>>. Acesso em: 2003