

---

# BOLETIM INFOPETRO

## PETRÓLEO & GÁS BRASIL

---

Análise de Conjuntura das Indústrias do Petróleo & Gás  
Maio de 2003 – Ano 4 – n.5

---

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ  
[www.ie.ufrj.br/infopetro](http://www.ie.ufrj.br/infopetro)

---

### Apresentação

Este número do Boletim Infopetro focaliza a política energética no Brasil, e avalia os novos rumos que o governo pretende definir para a indústria petrolífera no país.

O Editorial aponta os problemas gerados pela ausência de uma nova política energética. Embora se entenda o peso da herança e as dificuldades representadas pelo desmonte anterior das estruturas responsáveis pela formulação desta política, argumenta-se que a inexistência de uma nova agenda concede sobrevida a agenda velha, levando o Governo a gerenciar problemas gerados por esta e a administrá-los pela lógica antiga.

O primeiro artigo do boletim, escrito pelo Professor Edmar de Almeida, em co-autoria com os pesquisadores Rafael Pertusier e Leandro Araújo, analisa as mudanças introduzidas pelo novo governo no edital para a Quinta Rodada de licitações de blocos exploratórios da ANP, e discute os prováveis efeitos destas alterações.

Em seguida, Mariana Iooty, Carla Souza e Silva e Edmar de Almeida avaliam a percepção das grandes empresas parapetrolíferas mundiais sobre o setor no Brasil, utilizando os dados obtidos na pesquisa de sondagem realizada pelo Grupo de Economia da Energia (IE-UFRJ) no *Rio Oil &*

*Gas Conference*, em 2002. À luz da visão destas empresas sobre o Brasil, os autores discutem os desafios que a indústria parapetrolífera nacional tem a enfrentar no ambiente de concorrência internacional.

No ensaio do mês, Achraf Behassine – doutorando da Universidade Pierre Mendès, Grenoble, na França – apresenta uma breve descrição sobre o desenvolvimento e o estágio atual da indústria de hidrocarbonetos da Argélia, e discute, especificamente o projeto da nova lei do governo para o setor desenvolvido. Neste contexto, o autor focaliza os efeitos da aplicação desta nova legislação de hidrocarbonetos sobre: a estrutura interna do sistema produtivo do setor; o futuro imediato da SONATRACH; e, finalmente, a inserção da Argélia na OPEP.

*As opiniões expressas neste boletim refletem tão somente os pontos de vista dos autores dos artigos, e não representam o posicionamento das instituições envolvidas neste projeto.*

### EQUIPE

#### Secretário Executivo:

Edmar Luiz F. de Almeida

#### Conselho Editorial

Edmar Luiz F. de Almeida

Carmen Alveal

Helder Queiroz Pinto Jr.

Ronaldo Bicalho

#### Edição

Mariana Iooty

Nicholas Trebat

#### Contato

Tel: (21) 3873-5270

Fax: (21) 2541-8148

e-mail: [infopetro@ie.ufrj.br](mailto:infopetro@ie.ufrj.br)

### NESTA EDIÇÃO

<b>Editorial</b> .....	2
<b>Petróleo</b>	
Quinta Rodada de Licitações da ANP .....	3
Estratégias de Investimento das Empresas ParaPetrolíferas e o Conteúdo Local .....	6
<b>Ensaio do Mês</b>	
Petróleo e Gás Na Argélia: Crônica de Uma Abertura Anunciada .....	8
<b>Fatos Marcantes do Mês</b> .....	11
<b>Anexo Estatístico</b> .....	14
<b>Apoio</b>	
ONIP / FINEP / FNDCT / CTPETRO	

---

## Editorial

### Política Energética: Urgência de uma Nova Agenda

Mudanças de Governo, alternância de poder e de políticas fazem parte do jogo democrático e a sua ocorrência não enfraquece as instituições; pelo contrário, as fortalece.

A solidez das instituições, gerada a partir do fortalecimento da sua capacidade de gerenciar mudanças, dirimir conflitos e construir consensos, é o que garante a estabilidade das expectativas de longo prazo. Graças a essa solidez, é possível definir diretrizes e regras consistentes e, acima de tudo, torná-las adaptáveis a um mundo marcado por desafios e incertezas crescentes. Essa configuração institucional, robusta e flexível, é a que torna as políticas críveis e sustentáveis no tempo.

Um novo Governo tem a obrigação e a legitimidade para implementar a sua agenda, que foi aprovada nas urnas. Isto significa cumprir o mais importante dos contratos: o contrato entre os cidadãos e a democracia.

O novo Governo assumiu há quatro meses. Contudo observa-se uma demora na definição de algumas agendas estratégicas para o país; entre elas, aquela relacionada à Política Energética. Entende-se o peso da herança, e as dificuldades representadas pelo desmonte anterior das estruturas responsáveis pela formulação dessa política.

Porém, há um efeito extremamente deletério da inexistência da nova agenda, que transcende a imobilidade dos agentes: a sobrevivência de uma agenda velha, esgotada e, mais do que tudo, fora de tempo e lugar. Isto faz com que o debate se estruture em torno de temas e soluções que já demonstraram a sua fragilidade. Desta forma, o

Governo vê-se forçado não só a gerenciar os problemas gerados pela implementação da velha agenda, mas, dada a inexistência da nova, a administrá-los encaixotado pela lógica antiga. Neste contexto, os impasses se mantêm e prolongam-se de forma persistente, impedindo a construção de saídas sustentáveis no tempo.

É razoável que os problemas herdados sejam tratados e encaminhados de forma organizada e expedita; entretanto, isto não significa abrir mão de ter uma nova agenda, colocá-la em discussão e, dessa forma, organizar um debate real e construtivo em torno das saídas para os impasses do Setor de Energia no Brasil.

Nesta perspectiva, o papel preponderante a ser ocupado pelo Ministério das Minas e Energia compreende duas dimensões essenciais: liderar os processos de formulação da política energética nacional e de revisão das reformas estruturais e institucionais. As decisões que envolvem estas duas dimensões são interdependentes e tornam a tarefa ainda mais complexa. Porém, não há como escapar do cerne da questão: cabe ao Governo propor a agenda e criar os espaços para a sua discussão. A ele cabe definir a pauta e encaminhá-la ao debate.

Enquanto não houver uma definição da nova agenda, estamos aprisionados a uma pauta que foi capaz de gerar muita expectativa, muita discussão e muita pouca luz; literalmente.

---

**Conselho Editorial**

## Quinta Rodada de Licitações da ANP: Mudanças com a Marca do Novo Governo

Edmar de Almeida<sup>1</sup>  
Leandro Araújo<sup>2</sup>  
Rafael Pertusier<sup>3</sup>

Após três meses de atraso, a divulgação do pré-edital da quinta rodada de licitações da Agência Nacional do Petróleo (ANP) trouxe a marca do novo governo. Este adiamento se deu em função de modificações introduzidas que procuraram, como consequência das prioridades do governo Lula, seguir um dos compromissos importantes assumidos durante a campanha eleitoral: o aumento do conteúdo local nos investimentos do setor petrolífero.

Como as rodadas anteriores de licitação de blocos exploratórios foram realizadas durante um único governo, pouquíssimas alterações ocorreram ao longo dos quatro últimos anos. Conforme divulgado pelo Boletim Petróleo & Gás Brasil (dezembro de 2002), mudanças significativas haviam sido programadas para a quinta rodada de licitações, mudanças estas confirmadas ainda antes do término do período eleitoral. A principal delas foi a forte redução do tamanho dos blocos oferecidos. No novo modelo de licitações adotado pela ANP para a quinta rodada, as bacias sedimentares estarão divididas em setores, subdivididos em blocos desenhados de acordo com uma grade fixa. Será ofertado um total de 1075 blocos, dos quais 262 em terra, 742 em águas rasas (menos de 400 metros de profundidade), e 71 em águas profundas (de 400 a 2 mil metros de profundidade). O tamanho de cada bloco dependerá da sua localização geográfica: os blocos em terra têm entre 30 e 32 km<sup>2</sup>, os blocos marítimos de água rasa, entre 171 a 192 km<sup>2</sup>; e os blocos marítimos em água profunda, entre 646 a 768 km<sup>2</sup>.

Além disso, à semelhança do que vem ocorrendo com os editais de licitação de plataformas da Petrobras, particular atenção foi dada ao conteúdo nacional. As adaptações no pré-edital refletem as prioridades do novo governo para o setor, centradas no desenvolvimento tecnológico e na geração de empregos.

### Conteúdo Local Mínimo

Segundo o pré-edital, serão estabelecidos nos contratos de concessão os valores mínimos obrigatórios de aquisição de bens e serviços junto a fornecedores locais. Na fase de exploração estes valores serão de 30% para qualificação operacional do tipo "A"; 50% do tipo "B"; e, 70% do tipo "C"<sup>1</sup>. Para a etapa de desenvolvimento, o valor mínimo obrigatório será também de 30% para o tipo "A", 60% para o tipo "B", e 70% para o tipo "C". Cabe ressaltar que para os blocos localizados em mar, os gastos efetuados em operações de aquisição de dados geofísicos foram excluídos do cálculo do conteúdo local. Tendo em vista o perfil tecnológico desta atividade, seria muito difícil se atingir o percentual mínimo se a mesma fosse considerada.

Com vistas a avaliar o impacto do estabelecimento de percentuais mínimos obrigatórios de compras locais, a Tabela 1 compara estes percentuais com o comprometimento voluntário das empresas vencedoras nas quatro últimas rodadas. Ao defrontar esses dados com a média do conteúdo local por qualificação técnica das quatro rodadas anteriores, observamos que o mínimo obrigatório para a quinta rodada está acima da média pelas quais as empresas optaram livremente nas rodadas anteriores. Como se pode notar, apenas para a etapa de desenvolvimento, com qualificação técnica do tipo "A", o mínimo exigido é menor que a média obtida nas rodadas anteriores.

O maior aumento requerido para o conteúdo local encontra-se na fase de exploração com qualificação técnica "C", com uma variação positiva de 40%. Para todas as outras, o aumento ficou em torno de 20%

Cabe ressaltar que a meta obrigatória estabelecida não pode ser considerada irrealista, pois, na maioria dos casos, os índices mínimos obrigatórios não ficaram acima

<sup>1</sup> Operadores do tipo "C" estão restritos a blocos em terra em bacias maduras; operadores do tipo "B" estão restritos a blocos em terra e em águas rasas; operadores do tipo "A" estão irrestritos, incluindo águas profundas.

*Mercado*

dos melhores índices de comprometimento voluntário das últimas quatro rodadas. Ou seja, o que se estabelece hoje como obrigatório é o máximo que as empresas já se comprometeram a adquirir com os fornecedores locais em outras rodadas. A única exceção foi a obrigatoriedade para conteúdo local na fase de exploração dos blocos tipo “C”, onde o edital exige muito mais do que as empresas se comprometeram nas outras rodadas.

Além do conteúdo local obrigatório relacionado às operações na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento, as empresas poderão, espontaneamente, oferecer percentuais adicionais específicos durante a apresentação das ofertas que serão inseridas como obrigações complementares no contrato de concessão. Os compromissos adicionais específicos de aquisição de bens e serviços serão levados em consideração no julgamento das ofertas. Para a fase de exploração, a nota obtida com o compromisso de aquisição local de bens e serviços terá peso de 15%, e, para a etapa de desenvolvimento, terá peso de 25%. Nas rodadas anteriores, o conteúdo local na fase de exploração tinha peso de 3%,

e na etapa de desenvolvimento o peso era de 12%.

Nos contratos de concessão constarão cláusulas específicas de acordo com os percentuais oferecidos pelas empresas ou consórcio de empresas vencedoras. Para que ANP possa fazer o acompanhamento do cumprimento do acordo, cada empresa deverá apresentar uma declaração, em anexo a cada oferta, contendo descrições dos planos de aquisições locais na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento. No caso de descumprimento dos percentuais mínimos obrigatórios e adicionais específicos, está prevista a aplicação de multas proporcionais ao valor que teria sido necessário para atingir o percentual de conteúdo local oferecido.

**Tabela 1: Média do Conteúdo Local por Qualificação Técnica dos Rounds**

	<i>Qualificação Técnica A</i>		<i>Qualificação Técnica B</i>		<i>Qualificação Técnica C</i>	
	Conteúdo Local		Conteúdo Local		Conteúdo Local	
	Exploração	Desenvolv	Exploração	Desenvolv.	Exploração	Desenvolv.
<b>Round 1</b>	25%	27%	50%	60%	-	-
<b>Round 2</b>	33%	31%	43%	42%	49%	68%
<b>Round 3</b>	21%	31%	28%	39%	50%	70%
<b>Round 4</b>	20%	34%	36%	50%	50%	66%
<b>Média</b>	<b>25%</b>	<b>31%</b>	<b>39%</b>	<b>48%</b>	<b>50%</b>	<b>68%</b>
<b>Round 5*</b>	<b>30%</b>	<b>30%</b>	<b>50%</b>	<b>60%</b>	<b>70%</b>	<b>70%</b>

\* conteúdo mínimo exigido

Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP

### Programa Exploratório Mínimo

Para se adaptar as características dos novos blocos que serão ofertados, uma outra novidade importante da quinta rodada é o fim do programa exploratório mínimo obrigatório (PEM). Agora as empresas decidirão, no momento da licitação, qual o programa exploratório mínimo para cada bloco. Importante salientar que as ofertas que apresentarem zero por cento de PEM estarão desclassificadas. A nota obtida com o compromisso exploratório mínimo terá peso de 30%, diferentemente do que vinha ocorrendo nas outras licitações, quando o PEM era obrigatório e igual para todos. A fase de exploração terá duração de quatro a oito anos, que serão divididos em dois períodos. Ao final do primeiro período, o concessionário deverá optar por devolver a área integralmente ou assumir o compromisso de perfurar um poço exploratório e prosseguir no segundo período de exploração.

Houve, portanto, uma inversão de prioridades nesta rodada de licitações, pois nas anteriores, o bônus de assinatura tinha peso de 85% na avaliação das ofertas, e o conteúdo local apenas 15% (somados os períodos de exploração e desenvolvimento). Para a quinta rodada, o peso do bônus caiu para 30% e conteúdo local subiu para 40%, ficando o PEM também com o peso de 30%.

### Perspectivas

Algumas conclusões podem ser apontadas a partir da análise das mudanças nas regras da quinta rodada. Com as reduções do tamanho dos blocos e do peso do bônus de assinatura (de 85% para 30%), futuras avaliações dos resultados da próxima rodada devem ser feitas com muito cuidado. Nem o total arrecadado com bônus de assinatura, nem o número de blocos vendidos devem ser comparados com as rodadas anteriores. Por um lado, o número de blocos colocado em licitação é muito maior; por outro, os valores ofertados pelo bônus de assinatura

tendem a diminuir com a redução do peso dos bônus no processo de licitação e a com a maior dispersão das ofertas em função do aumento do número dos blocos.

Conforme explanado pelo Boletim Petróleo & Gás Brasil (dezembro 2002), as novas regras de licitação da ANP objetivam atrair empresas de menor porte, aumentando sua participação na atividade de E&P no Brasil. De fato, com a tendência de redução dos bônus de assinatura, é de se esperar que as barreiras à entrada no negócio de exploração diminuam na quinta rodada. Neste leilão, as empresas poderão adquirir áreas com perfis de risco e complexidade mais adaptados às suas exigências. Assim, é razoável esperar um interesse significativo pela aquisição de novos blocos na quinta rodada.

Vale ressaltar, que as novas regras de licitação colocam a questão da competitividade dos fornecedores nacionais em primeiro plano no setor petrolífero nacional. O problema da competitividade dos fornecedores locais remete à questão da política industrial para o setor, que volta à agenda setorial como uma prioridade. Dentre as questões a serem encaminhadas na elaboração de uma política industrial para o setor encontram-se: i) financiamento competitivo para os fornecedores locais; ii) política tributária justa com a redução e simplificação dos impostos pagos pelos produtos nacionais; iii) política de capacitação tecnológica para os fornecedores nacionais. O encaminhamento coerente destas questões torna-se crucial no contexto atual do setor petrolífero no país, sob pena de comprometer a competitividade do *upstream* brasileiro no longo-prazo.

<sup>1</sup> Professor GEE/IE-UFRJ

<sup>2</sup> Bolsista ANP/IE-UFRJ

<sup>3</sup> Mestrando IE-UFRJ / Economista Petrobras



**2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás**

Centro de Convenções do Hotel Glória, Rio de Janeiro, de 15 a 18 de junho de 2003.  
<http://www.ie.ufrj.br/2pdpetro/>

## Estratégias de Investimento das Empresas Parapetrolíferas e o Conteúdo Local

Mariana Iooty<sup>1</sup>  
Carla Maria de Souza e Silva<sup>2</sup>  
Edmar L. Fagundes de Almeida<sup>3</sup>

Empresas parapetrolíferas são fornecedoras especializadas de equipamentos e serviços para as indústrias de petróleo. As empresas de petróleo concentram suas atividades na produção e no refino de petróleo e na distribuição de derivados, enquanto as atividades de exploração (pesquisa, prospecção entre outras) e de desenvolvimento (construção e implantação das unidades de produção) são usualmente contratadas junto a empresas parapetrolíferas que conseguem explorar economias de escala e escopo de modo a atender exigências de qualidade e preço. Existe uma íntima relação entre estas indústrias, uma vez que o nível de atividades parapetrolíferas depende dos investimentos petrolíferos, que são essencialmente cíclicos em função dos preços.

A partir dos anos 80, o setor parapetrolífero vem sofrendo transformações estruturais impulsionadas pela reestruturação estratégica das *oil companies*. Em sua busca por redução de custos, as empresas petrolíferas passaram a demandar maior gama de produtos e serviços de empresas que possam atendê-las em nível global. Simultaneamente, essas empresas alteram sua política tecnológica passando a compartilhar com o setor parapetrolífero maiores responsabilidades tecnológicas.

Para se adequar a este quadro, as empresas parapetrolíferas adotam estratégias de expansão "multi-produtoras" que permitem a atualização tecnológica e a integração de múltiplas competências. Estas estratégias envolvem maiores esforços de P&D, bem como operações de fusões e aquisições e de formação de redes de cooperação com outros fornecedores. Neste sentido, estas operações foram utilizadas não somente como meio de imprimir um caminho de diversificação tecnológica, mas também como forma de obter ganhos de poder de mercado e de eficiência em resposta ao movimento de concentração no setor petrolífero.

Esta mudança estrutural consagrou às empresas parapetrolíferas papel fundamental na subcontratação de fornecedores para grandes projetos. Estas empresas passam a atuar como contratantes principais (*main contractors*) definidas pelas empresas operadoras. Do ponto de vista dos países produtores, estas empresas pas-

sam a ter papel estratégico para a definição de esforços de incremento do conteúdo local nos investimentos. Em outras palavras, as questões fundamentais são: como integrar as firmas locais nas redes de contratação parapetrolífera e como atrair investimentos produtivos do setor parapetrolífero.

Tendo em vista o papel estratégico da indústria parapetrolífera na determinação dos níveis de conteúdo local, buscamos analisar suas estratégias de investimento a partir da sondagem realizada pelo Instituto de Economia no *Rio Oil & Gas Conference* de 2002 (veja Boletim Infopetro de Março-Abril). De um universo de 220 empresas entrevistadas, 43 empresas pertencem ao setor parapetrolífero, dentre as quais destacam-se as maiores Baker-Hughes e Schlumberger, empresas com capacidade de oferta de quase todos os serviços necessários para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás.

Quando perguntadas sobre suas estratégias produtivas, 40% das empresas parapetrolíferas participantes declaram adotar uma estratégia de diversificação intra-setorial. O resultado vai ao encontro da tendência descrita anteriormente, qual seja, em função das pressões de custo do setor petrolífero, as fornecedoras especializadas são impulsionadas a uma estratégia de fornecimento de maior gama de produtos, permanecendo porém especializadas no setor.

Para as empresas parapetrolíferas, os fatores de atratividade mais importantes para decisão de investir num determinado país são, em ordem de importância: i) a disponibilidade de Óleo e Gás em uma localidade (73%), ii) a demanda local (62%), iii) a capacitação tecnológica dos fornecedores (60%), iv) a estabilidade política e v) estabilidade macroeconômica (ambas com 56%). O ponto distinto dentre os fatores de atratividade em relação a avaliação geral (ver Boletim Infopetro Março-Abril) é a importância atribuída à capacitação tecnológica dos fornecedores locais. Este resultado é decorrente da estratégia de diversificação tecnológica destas empresas, conforme analisado anteriormente, e do enfrentamento de questões tecnológicas mais complexas a medida que a fronteira exploratória se desloca para regiões *offshore* de maior profundidade.

No tocante à percepção das firmas parapetrolíferas sobre o Brasil, os três fatores mais

atrativos, em ordem de importância, são: o tamanho do mercado brasileiro; a qualidade dos recursos humanos nacionais; e, as reservas de óleo e gás. Estas respostas evidenciam, portanto, uma boa percepção por parte das empresas quanto ao potencial petrolífero do Brasil. Com relação aos principais obstáculos aos investimentos no país, as empresas destacaram: a carga tributária brasileira; a falta de incentivos fiscais e financeiros; e, a burocracia e regulação. Vale notar que quando se considera a visão global de investimento das empresas parapetrolíferas entrevistadas, e não somente a sua visão com relação ao Brasil, estes três fatores acima apontados não são identificados como obstáculos. Neste sentido, fica evidente o “peso” dos fatores que compõem o chamado “custo Brasil” junto salta à percepção das empresas.

### Investimentos no Brasil

Mais da metade (56%) das entrevistadas do setor já mantém investimentos no Brasil. Para os próximos 5 anos, 62 % das fornecedoras especializadas declaram que pretendem investir no Brasil, o que novamente é um indicio da credibilidade destas empresas no potencial brasileiro. O valor médio declarado dos projetos de investimentos a serem realizados pelas empresas estaria na faixa entre US\$ 1 milhão e US\$ 20 milhões no período. No tocante ao tipo de investimento a projetado, 55% das empresas pretendem investir em produção local, enquanto 25% teriam apenas representação comercial. Com relação à natureza da inversão, mais da metade das empresas das fornecedoras especializadas (cerca de 54%) têm a intenção de realizar investimentos *greenfield*, (construção de nova capacidade produtiva). Destes investimentos previstos, 70% contariam com a parceria de empresas locais. A contar pela desvantagem competitiva das fornecedoras locais frente as internacionais (em função, principalmente, da tributação e burocracia) e pela existência de redes de fornecedores globais, a intenção de formação de parcerias com as empresas brasileira é particularmente animadora. Vale notar, porém, que a pesquisa não pôde captar qual seria a “qualidade” desta parceria.

A implicação mais importante da percepção da indústria parapetrolífera é a de que a promoção do conteúdo local na indústria de petróleo brasileira passa necessariamente por uma política de capacitação tecnológica, além da redução do custo Brasil. O desenvolvimento de uma política tecnológica voltada aos fornecedores locais, com objetivos e metas definidos, e que inclua os ins-

trumentos e os recursos já existentes para tal fim<sup>2</sup> é ponto fundamental, sem o qual não se logrará uma integração competitiva dos fornecedores locais nos fluxos de investimentos do setor. Por outro lado, as reduções das assimetrias tributárias e das condições de financiamento são dimensões cruciais para a internalização da produção de bens e serviços para o setor petrolífero.

O Brasil apresenta um avançado nível de desenvolvimento no setor de petróleo, com elevadas capacitações tecnológica e produtiva. A abertura econômica do país, a partir da década de noventa, colocou novos desafios à indústria parapetrolífera nacional. Trata-se de atingir níveis de produtividade e qualidade compatíveis com a concorrência internacional. Entretanto, estas empresas enfrentam problemas de competitividade sistêmica, principalmente em função da legislação tributária (impostos em cascata) e dos níveis elevados das taxas de juros. A prioridade do governo federal de promover o aumento do conteúdo local nos investimentos do setor petróleo vem em boa hora. A partir da reforma tributária, atualmente em discussão no Congresso, e da disponibilidade de um fundo setorial para investimento de P&D (CT-Petro), o novo governo tem os instrumentos necessários para estabelecer uma política industrial adequada para o setor parapetrolífero nacional.

<sup>1</sup> Pesquisadora. GEE/IE-UFRJ

<sup>2</sup> Bolsista ANP/Mestranda IE-UFRJ

<sup>3</sup> Professor GEE/IE-UFRJ

<sup>2</sup> Ver discussão acerca de política industrial para o setor, no Boletim Infopetro Novembro 2001

## Petróleo e Gás na Argélia: Crônica de uma Abertura Anunciada

Achraf Benhassine<sup>1</sup>

A indústria petrolífera mundial se insere em um vasto movimento de liberalização e integração internacional, aliando a autonomia de empresas de infra-estrutura, antes sob o controle estatal à abertura das economias ao capital estrangeiro. Uma oferta em excesso contraposta a uma demanda quase estagnada modifica as relações existentes entre os diferentes agentes da indústria petrolífera mundial, incluindo o poder público dono do recurso natural, a companhia estatal e os investidores privados. A força, ou a capacidade para impor preferências contratuais, deslocou-se a favor dos atores privados. Firmas petrolíferas transnacionais são cortejadas cada vez mais pelos Estados produtores, convidadas a investir maciçamente no *upstream* das indústrias. A oferta de capital destinado à prospecção e exploração torna-se, cada vez mais, escassa, e a demanda quase global, por investimento faz com que os investidores orientem seus fluxos de capital em função da densidade e da qualidade das reservas que esperam descobrir, e das condições de entrada que os Estados receptores dos investimentos estão prontos a lhes conceder. A insuficiência de capitais de risco induz os Estados produtores a ingressar numa disputa mais árdua pela atração dos fluxos de investimentos privados para seu próprio território. Será necessário que os formuladores de política desses Estados, sob o pretexto de anteciparem-se a mudanças futuras da indústria petrolífera mundial, aumentem o grau de abertura de seus setores de petróleo e gás? Este é o centro de um debate que vem sendo suscitado há vários meses, em diversas instâncias políticas, econômicas e sociais, desde que o governo argelino decidiu apresentar ao Parlamento uma nova lei de hidrocarbonetos.

Antes de discutir o projeto da nova lei de hidrocarbonetos, que deu origem a muitas críticas e questionamentos, apresentaremos um breve panorama da indústria de hidrocarbonetos na Argélia e o lugar que esta ocupa na estrutura do sistema produtivo do país.

As primeiras descobertas de reservas de hidrocarbonetos aconteceram no Saara, no final dos anos cinquenta (para o petróleo) e sessenta (para o gás). Desde então, as atividades de exploração e prospecção desenvolveram-se de forma crescente, permitindo elevar o grau de pro-

dução de petróleo e gás, bem como o volume das reservas provadas de hidrocarbonetos em território argelino. As reservas provadas de petróleo foram estimadas, em 2002, em 9,2 bilhões de barris, o suficiente para 32 anos de exploração, mantido o ritmo atual de produção. As reservas de gás natural possuem maior importância (2,5% das reservas mundiais), tendo sido calculadas no mesmo ano em 4.523 Gm<sup>3</sup>, que representam quase 60 anos de extração. (Fonte: Enerdata S/A).

O evento mais proeminente da história da indústria de petróleo argelina é, sem dúvida, a decisão tomada pelo governo, em fevereiro de 1971, de nacionalizar os ativos do *upstream* de petróleo e gás detidos por companhias estrangeiras (a maioria delas francesa) em território nacional. A independência política adquirida nove anos antes não era tida como suficiente para organizar livremente e sem restrições os recursos naturais presentes no país. Esta medida foi interpretada como um ato político forte, que permitiu reafirmar e reforçar a soberania do Estado sobre seus recursos naturais. Assim, na véspera do primeiro choque de petróleo, o regime de concessão, tão vantajoso às grandes companhias estrangeiras, foi ab-rogado e, progressivamente, toda a forma de cooperação entre estas e o Estado desapareceu. Apenas a SONATRACH, a companhia nacional de hidrocarbonetos, era permitida a extração e prospecção destes recursos, bem como a comercialização da totalidade da produção. Com a elevação acentuada dos preços internacionais de petróleo, tanto o Estado quanto a companhia nacional tiveram acesso aos recursos financeiros necessários à condução de suas respectivas missões.

Após o contra-choque de 1986, o setor de petróleo argelino sofre uma reestruturação profunda, já que agora era necessário adaptar sua legislação e instituições às novas exigências da indústria petrolífera mundial. A estratégia de conquista do mercado adotada pelos países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), associada à queda dos preços internacionais dos hidrocarbonetos, provocaram a redução da receita fiscal do país, dificultando o pagamento da dívida externa. No âmbito da companhia nacional, os orçamentos alocados às atividades de exploração e prospecção foram consideravelmente reduzidos, impedindo a renovação das reservas existentes.



É neste contexto que a Lei de 1986 relativa aos hidrocarbonetos é aprovada pelo Parlamento. Esta nova legislação reintroduz a abertura do *upstream* e cria condições de entrada atraentes para os investidores estrangeiros, propondo diferentes tipos de contratos de associação e produção compartilhada. O envolvimento destes agentes não podia ser superior a 49% do projeto, e a SONATRACH, ou seja, o Estado argelino, manteve as rédeas das políticas de exploração, determinando o ritmo de produção e desenvolvimento e, desta forma, fixando a massa e o ritmo dos investimentos dedicados às reservas nacionais de hidrocarbonetos de acordo com as necessidades e interesses do país. As emendas sofridas por esta lei ao longo dos anos seguintes tiveram o efeito de induzir os grandes *players* a reinvestir maciçamente nas reservas argelinas. Atualmente, a produção de petróleo possui ritmo crescente, com a descoberta e exploração de novos campos; em 2002, esta produção era de 60 Mt para o óleo cru e 28 Mt para os derivados. As exportações de hidrocarbonetos líquidos permanecem fixas em torno de 34 Mt. O gás, por sua vez, ocupa um lugar cada vez mais importante na matriz energética argelina, representando mais de 40% da produção total de hidrocarbonetos (em 2002), 82 Gm<sup>3</sup>, sendo que quase 72% deste total é exportado, principalmente para a Europa.

Esta política de abertura controlada foi aparentemente bem recebida pelos investidores estrangeiros, uma vez que desde janeiro de 2001 foram assinados 20 contratos de sociedades com a companhia estatal, o que representa um recorde absoluto na história do setor de petróleo argelino. Durante este mesmo período, foram reveladas 15 novas descobertas, sendo 9 exclusivos da SONATRACH e 6 em sociedade com investidores estrangeiros. O resultado da companhia nacional foi de cerca de US\$ 18,2 bilhões para o exercício de 2002, com um lucro líquido de US\$ 2 bilhões, e os lucros registrados pelos sócios estrangeiros atingiram de US\$ 1,6 bilhões em 2001.

Esta breve introdução sobre o setor de petróleo argelino nos permite notar que as políticas de abertura iniciadas no meio dos anos 80 foram benéficas não somente para o Estado e para a SONATRACH, mas também para as companhias estrangeiras, cujos investimentos na Argélia só cresceram desde então. Os bons resultados obtidos são certamente promissores, mas não devemos esquecer que grande parte deles é devido à tendência de elevação dos preços mundiais de petróleo que vem ocorrendo há mais de três anos. Os atores estão conscientes desse

fato, e almejam que reformas futuras definam, de forma mais clara, seus papéis e missões.

Uma reforma ambiciosa teve início na indústria de hidrocarbonetos com o acúmulo, por Chakib Khelil, das funções de Ministro da Energia e Presidente da SONATRACH, quando seu predecessor declarou-se publicamente hostil e contrário à nova orientação da política energética argelina. O principal fundamento da reforma é a antecipação das próximas e irreversíveis mudanças no cenário mundial. A competição torna-se, de acordo com a proposta do Ministério, cada vez mais efetiva entre os países produtores, e somente através de uma maior abertura do setor, o Estado e a SONATRACH poderão responder às novas exigências para o desenvolvimento nacional e para enfrentar os desafios da internacionalização.

A reforma do setor de energia prevê um acesso menos restritivo aos recursos para os investidores privados. O afrouxamento do quadro fiscal e a transparência na concessão das licenças de exploração e prospecção estão entre as principais reclamações dos representantes das companhias estrangeiras presentes na Argélia. A SONATRACH não deveria possuir condição de companhia estatal privilegiada, devendo ser tratada da mesma maneira que todos os outros agentes, sendo submetida aos mesmos procedimentos de alocação das concessões que seus concorrentes estrangeiros. Ela terá a oportunidade porém, de no prazo de 30 dias associar-se ou não ao investidor privado na exploração de um novo campo de petróleo ou de gás, até um teto de 30% do investimento.

São estas as mudanças fundamentais: as propostas pelo novo projeto de lei; ajustes meramente institucionais não satisfariam os investidores privados estrangeiros. Se este projeto for aprovado em sua forma atual pelo Parlamento, significaria que o Estado desistiria de sua soberania sobre seus recursos naturais em benefício do setor privado. Nem o Estado nem sua companhia nacional terão meios de intervir nas políticas de exploração e no ritmo de desenvolvimento e investimento das reservas. A diminuição do envolvimento do Estado para o nível de 30, 20, 10 ou 0% em todo o contrato de associação marca não um progresso para um novo tipo de regime contratual, mas antes um retorno para o sistema de concessão sem que este nome seja utilizado.

Ao nível nacional, as preocupações são intensas quanto aos efeitos que a aplicação desta nova legislação sobre os hidrocarbonetos poderia trazer para a estrutura interna do sistema produti-

vo argelino. As exportações de hidrocarbonetos representam atualmente quase 95% dos lucros externos do país. A atividade de petróleo representa, aproximadamente, 46% do PIB nacional e nenhuma política de desenvolvimento sustentável é, hoje, capaz de substituir a indústria dos hidrocarbonetos.

Outros temores referem-se ao futuro imediato da SONATRACH. A intenção do governo de preparar a companhia nacional para os desafios de internacionalização é um ato dos mais louváveis. Todavia, questiona-se sobre a capacidade da empresa para enfrentar esta competição. Dentro da companhia, os debates são intensos quanto à sua capacidade de concorrer com a EXXON-MOBIL, SHELL e BP-AMOCO, etc Mesmo que ela seja, num primeiro momento, a acionista mais importante, com seus 30%, será que não haveria o risco da mesma se tornar minoritária em meio a estratégias de alianças e de fusões e aquisições nas Bolsas de Londres, Nova Iorque ou Frankfurt? A companhia nacional poderia não utilizar seu direito de participação na mesma medida, ou a falta de liquidez poderia impedi-la de levantar o montante necessário à sua associação com o sócio estrangeiro no ritmo que este exige. Uma situação assim colocaria a SONATRACH em uma posição das mais precárias e delicadas.

Outra questão que este projeto suscita é o da coesão dos Estados dentro da OPEP. Dado que o Estado argelino não mais será capaz de controlar o ritmo de produção, a cota firmada para o país não será mais respeitada. Nestas condições, terá

a Argélia sempre seu lugar dentro da Organização? Será que um processo de reforma tão ambicioso para o setor energético não corre o risco de pôr à prova a frágil coesão dos países exportadores de petróleo - especialmente no que diz respeito ao acordo de que nenhum país, sócio ou não da OPEP, outorgue mais de 49% de participação em contratos de associação para as companhias de petróleo estrangeiras?

O setor de hidrocarbonetos argelino e seu marco legal precisam urgentemente de reformas. A redefinição das relações entre o Estado e a companhia nacional melhorará indubitavelmente a eficiência da indústria de petróleo e gás argelino, mas os tomadores de decisão não devem iludir-se quanto às repercussões da reforma proposta: os investidores estrangeiros não os farão pela Argélia aquilo que eles não fizeram sequer por sua própria indústria nacional. Não é através de uma abertura excessivamente anunciada, e sem real controle por parte do Estado, que será assegurado o futuro da indústria de hidrocarbonetos nacional. Da mesma forma, o processo de abertura proposto tampouco poderá assegurar a SONATRACH condições satisfatórias para enfrentar os desafios impostos pelo ambiente internacional.

<sup>1</sup>Doutorando na Universidade Pierre Mendès-France, Grenoble (France)

## FORMAÇÃO PROFISSIONAL – PÓS GRADUAÇÃO *LATO SENSU*

### UFRJ OFERECE CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM ECONOMIA E GESTÃO EM ENERGIA (360 horas)

**Encontram-se abertas as inscrições para a nova turma. Esse curso cristaliza uma parceria entre o Instituto de Economia e o Instituto COPPEAD de Administração na área de formação de executivos para atuar no mercado energético.**

**Com o início marcado para agosto, o curso estará sendo oferecido nas instalações do COPPEAD, às quintas-feiras, com conclusão prevista para julho de 2004.**

**Informações podem ser obtidas por telefone: (21) 2598-9898 – fax (21) 2598-9883; por correio eletrônico: [mbaenergia@coppead.ufrj.br](mailto:mbaenergia@coppead.ufrj.br) ou através da Home page: ou [www.coppead.ufrj.br](http://www.coppead.ufrj.br)**

---

## Fatos Marcantes

### Distribuidoras Tentam Justificar Alta do Gás de Cozinha

Em abril, Sindigás (Sindicato Nacional das Empresas de Gás Liquefeito de Petróleo) publicou um anúncio em jornais brasileiros justificando a alta do preço do gás de cozinha, que atinge os valores de R\$27 no Rio de Janeiro, e R\$32 na cidade de São Paulo, por botijão de 13 quilos. Os aumentos levaram o governo federal a ponderar acerca de medidas para reduzir os lucros das distribuidoras. As empresas argumentam que a despeito do preço do botijão ter subido 501% desde o início do Plano Real em 1994, o custo de aquisição do produto aumentou 877%, e a carga tributária subiu 998%.

De acordo com Petrobras, as margens das distribuidoras representam 50% do preço final ao consumidor. Com relação à margem bruta, as empresas afirmam que esta cresceu apenas R\$0,35 desde dezembro de 2001, enquanto o preço do botijão subiu R\$ 10,24. Por final, o sindicato alega que boa parte dos aumentos decorre dos investimentos feitos na manutenção e compra de novos botijões, que elevam a segurança do produto para o consumidor.

### CVM Não Abrirá Inquérito

A Comissão de Valores Mobiliários (CVM) decidiu não abrir inquérito para investigar a divulgação pela ANP da descoberta de um campo gigante na costa de Sergipe pela Petrobras. Em fevereiro, a ANP surpreendeu a Petrobras com o anúncio da descoberta que a própria estatal não havia confirmado. A nota da Agência à imprensa informou sobre a descoberta do poço 4-BRSA-189-SES, que teria um volume potencial de 1,9 bilhão de barris. A CVM registrou um montante de R\$ 62.982.444 nas ações da Petrobras no dia da divulgação, levantando suspeitas de que pessoas com acesso a informações privilegiadas da estatal tenham sido beneficiadas pela euforia criada no mercado financeiro após o anúncio.

Para a Comissão, o aumento de preços verificado nas ações da Petrobras após as 17h está diretamente ligado ao anúncio. Porém, explica Roberto Tadeu Fernandes, superintendente de relações com o mercado e intermediários da CVM, a comissão não tem poder de fiscalização sobre a Agência, mas apenas sobre companhias abertas, caso da Petrobras. "Investigamos as pessoas que tinham acesso a essa informação na Petrobras e na ANP e verificamos que nenhuma delas se aproveitou para tirar vantagem", afirmou Fernandes.

### Brasil e Venezuela Conversam Sobre Refinaria Binacional

Após reunião em Recife com o presidente Luiz Inácio Lula da Silva, o presidente Hugo Chavez da Venezuela afirmou que gostaria de ver instalada no Brasil uma refinaria binacional, com preferência para Pernambuco, que oferece incentivos fiscais bem como o Porto de Suape, que tem capacidade para movimentação de navios de grande porte. Na reunião, o presidente da estatal venezuelana PDVSA afirmou que o "projeto original" da refinaria estipula que a Petrobras entraria com 20% de participação.

Foi assinado em Recife um protocolo de intenções entre a Petrobrás e a PDVSA que prevê estudos para negócios entre Brasil e Venezuela na área de petróleo. A refinaria para óleos pesados está incluída no protocolo. Porém, o presidente da Petrobras, José Eduardo Dutra, aponta que a PDVSA ainda não garantiu o investimento no Brasil. Há apenas uma intenção por parte da Petrobrás e da PDVSA de chegar a uma conclusão para construção de uma refinaria. "Esse novo protocolo de intenções com a PDVSA é a primeira iniciativa concreta para um trabalho mais sistematizado e deverá apresentar conclusões em três meses", afirmou.

### Petrobras Adia Meta de Auto-Suficiência

A Petrobras adiou a meta de auto-suficiência em petróleo de 2005 para 2007, quando a produção chegará a 2,22 milhões de barris contra um consumo de 2,01 milhões de barris. A produção prevista para 2005 foi reduzida de 1,9 milhão de barris por dia para 1,82 milhão. O anúncio foi feito durante a apresentação do Plano Estratégico 2003/2007 da empresa. Guilherme Estrella, diretor de Exploração e Produção da empresa, explicou que o atraso na construção de plataformas como P-43, P-48 e P-50 e as mudanças nos editais de licitação causaram o adiamento da meta.

O Plano Estratégico prevê investimentos totais de US\$34,3 bilhões de 2003 a 2007. A empresa estima que o PIB brasileiro crescerá 3,1% ao ano até 2007, com a demanda por combustíveis expandindo 2,8% ao ano. O Plano prevê também que o país precisará importar, aproximadamente, 190 mil barris diários de derivados em 2007, já que sua capacidade de refino neste ano será de 1,82 milhão. Na conferência onde foi apresentado o Plano quinquenal da estatal, o diretor de Abastecimento da Petrobras afirmou que a empresa pretende construir uma refinaria

no país com capacidade de processar 150 mil barris por dia. Um dos objetivos da estatal quanto à refinaria é produzir mais óleo diesel.

### **BNDES Aprova Financiamento a Construção de P-51, P-52**

Em reunião realizada no dia 14 de abril, o BNDES aprovou as condições de financiamento para a construção das plataformas semi-submersíveis P-51 e P-52, que serão encomendadas pela Petrobras por meio de licitação. As plataformas terão capacidade de produzir 360 mil barris/dia de petróleo, e serão instalados na Bacia de Campos no Rio de Janeiro, nos campos de Marlim Sul e de Roncador.

A licitação contará com a presença de empresas nacionais e internacionais. O financiamento será de até US\$600 milhões por plataforma, e tem o objetivo de incentivar a contratação pela Petrobras de fornecedores instalados no Brasil. De acordo com o presidente do BNDES, Carlos Lessa, "financiar a construção dessas plataformas é o caminho para o País retomar sua posição de destaque na construção naval, estimulando o aumento da competitividade da indústria brasileira". No dia 25 de março, o BNDES divulgou que destinará US\$45 milhões para a construção de dois navios de apoio marítimo a plataformas de petróleo, um em Santa Catarina e o outro na Bacia de Campos.

### **Petrobras Reduz Preços Após Queda no Dólar e Preços Internacionais**

No dia 30 de abril, a Petrobras anunciou corte de 10% nos preços da gasolina e óleo diesel nas refinarias - excluídos os impostos CIDE (imposto sobre combustíveis) e PIS/Cofins (seguridade social) - e de 18,3% nos preços do óleo combustível. Considerando os impostos, que não serão reduzidos no momento, a queda nos preços cobrados às distribuidoras será de 6,5% para gasolina, 8,6% para diesel (a CIDE não incide sobre o óleo combustível usado nas usinas termelétricas). A Federação Nacional do Comércio Varejista de Combustíveis (Fecombustíveis) estima que a redução dos preços da gasolina para o consumidor ficará, na média do país, em 5,2%, e no caso do diesel, em 6,9%. Segundo analistas, o percentual de redução para o consumidor fica em cerca de 70% a 80% da queda na refinaria. A ministra de Minas e Energia Dilma Rousseff estima que para cada 5% de redução de preço, o impacto no índice de inflação é de 0,6 ponto percentual.

A estatal também anunciou redução nos preços do querosene de aviação e da nafta petroquímica. A queda para os preços do quero-

sene de aviação será de 21,7%, enquanto o corte para a nafta será de 33%. Segundo a Petrobras, as reduções dos preços são decorrentes das variações dos preços no mercado internacional, da taxa de câmbio (R\$/US\$) e outros fatores concorrenciais.

### **Estado Nega Licença Ambiental Para Formuladores**

Wagner Victer, secretário de Energia, Indústria Naval e Petróleo no Rio de Janeiro, anunciou que o governo fluminense não dará licença ambiental para formuladores de combustíveis que se instalem no Estado. Os formuladores são agentes autorizados a produzir gasolina a partir da mistura de componentes do combustível. Comparando o novo agente às barcas geradoras de energia emergencial contratadas pela União em 2002, Victer afirmou que a presença dos formuladores dificultaria investimentos em uma nova refinaria, que o governo do Rio quer ver instalada na região do Norte Fluminense. Victer afirma que "...assim como não autorizamos as barcas geradoras de energia no Estado, não vamos dar autorização a esses formuladores. É como deixar um camelô montar a barraca na frente de uma loja." Representantes de distribuidoras e revendedores de combustíveis apóiam a decisão do Estado, e adicionam que além de inibir investimentos numa eventual refinaria, os formuladores também aumentam os problemas de adulteração de combustíveis.

### **Grupo Perez Companc Ameaça Processar Governo**

A Perez Companc, empresa argentina de energia, poderá processar o governo do seu país por impedir a compra da empresa pela estatal brasileira Petrobras. Fontes do grupo Pérez Companc explicam que a venda de 58,62% das ações da PeCom trata-se de uma operação privada e argumentam que o presidente Eduardo Duhalde não possui direito algum de "proibir" aspectos do contrato de concessão. Desde que tomou posse no ano passado, Duhalde mostra fortes preocupações com o negócio. Em específico, Duhalde é contra a inclusão da empresa de eletricidade Transener no pacote de firmas vendidas a Petrobras, afirmando que a subsidiária da PeCom "é uma empresa estratégica para o desenvolvimento econômico do país". Fontes ligadas ao grupo do ex-dono do Perez Companc contra-argumenta ao citar o parecer da Comissão da Defesa da Concorrência da Argentina, que relata que a transferência da Transener para a Petrobras não prejudicará o sistema energético do país. Analistas argentinos especulam que a posição do Duhalde se explica pela forte pressão

de importantes empresários do país contrários a operação. Se o governo proibir a inclusão da Transener no contrato de venda à Petrobras, a PeCom vai reivindicar US\$400 milhões em compensação, valor da parte do negócio com a estatal brasileira relacionada a Transener.

### **Petrobrás Descobre Gás Natural No Litoral Paulista**

A Petrobrás anunciou dia 29 de abril que descobriu a maior reserva *offshore* de gás natural já registrada no país. O campo, na Bacia de Santos, no litoral paulista, tem reservas estimadas de 70 bilhões de metros cúbicos de gás natural. De acordo com a empresa, o volume representa cerca de 30% das atuais reservas conhecidas no país, que são de 231 bilhões de metros cúbicos de gás. O poço inicial produziu em testes cerca de 700 mil metros cúbicos por dia de gás natural e 600 barris diários de condensado (um óleo leve, semelhante à gasolina).

A perfuração inicial foi feita em janeiro num poço situado a 137 quilômetros da costa paulista. A localização da descoberta é ideal, dado que a região sudeste do país é o maior mercado consumidor do país. A descoberta acontece numa época em que o governo está procurando meios de baratear o preço do gás natural para as indústrias. Todavia, analistas apontam que a demanda por gás natural continua abaixo das expectativas

da Petrobrás, que esperava maior demanda por gás por parte das usinas termelétricas.

### **Lula e Lozada Discutem Contrato de Gás Importado**

No dia 28 de abril, o presidente Luiz Inácio Lula da Silva recebeu presidente da Bolívia Gonzalo Sánchez de Lozada para discutir, entre outros temas, a revisão do contrato de fornecimento de gás natural ao Brasil. Atualmente, o Brasil exporta 11 milhões de metros cúbicos (mmc) da Bolívia. Contudo, pelos termos contrato do tipo "take-or-pay" assinado pelos dois países em 1998, o Brasil está pagando por 17 mmc, mesmo que não esteja consumindo esta quantidade. Além disso, o preço do gás boliviano está indexado à taxa de câmbio e a taxa de inflação nos EUA, o que tem prejudicado a importação desde a desvalorização do real em 1999.

Desde o ano passado, o governo brasileiro está negociando a redução do preço do gás boliviano, hoje na faixa de US\$ 2,68 por milhão de BTU, ou US\$ 3,31 por mmc. Falando em reunião após o encontro, Lozada observou que o preço do gás da Bolívia poderá ser reduzido por 20 ou 30%, dependendo do crescimento da demanda no Brasil. Lozada apontou o aumento do consumo do gás na geração de eletricidade como uma fonte importante de demanda, sugerindo a construção de uma termelétrica na fronteira entre os dois países.



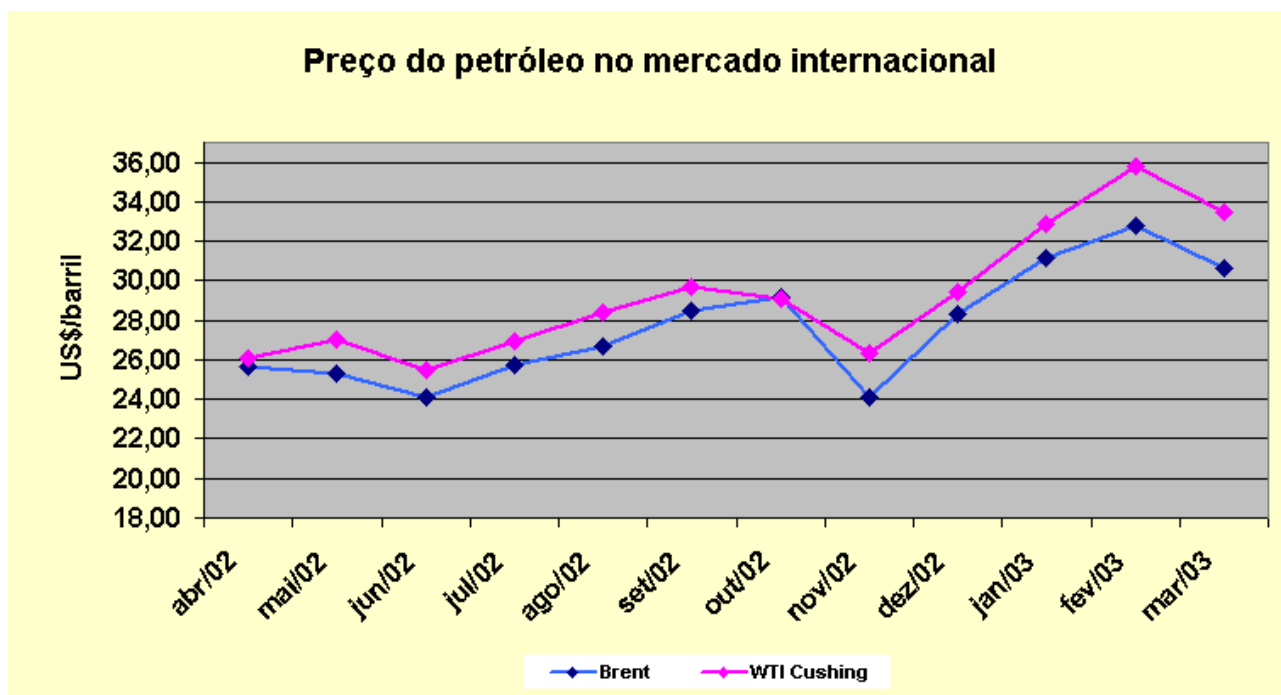
## 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás

**Centro de Convenções do Hotel Glória, Rio de Janeiro, de 15 a 18 de junho de 2003.**  
<http://www.ie.ufrj.br/2pdpetro/>

O Congresso contará com sessões de conferências plenárias, sessões para apresentação de trabalhos orais e na forma de pôster. Estão previstos mini-cursos para estudantes e mesas redondas para discussão de assuntos de interesse do setor, entre eles:

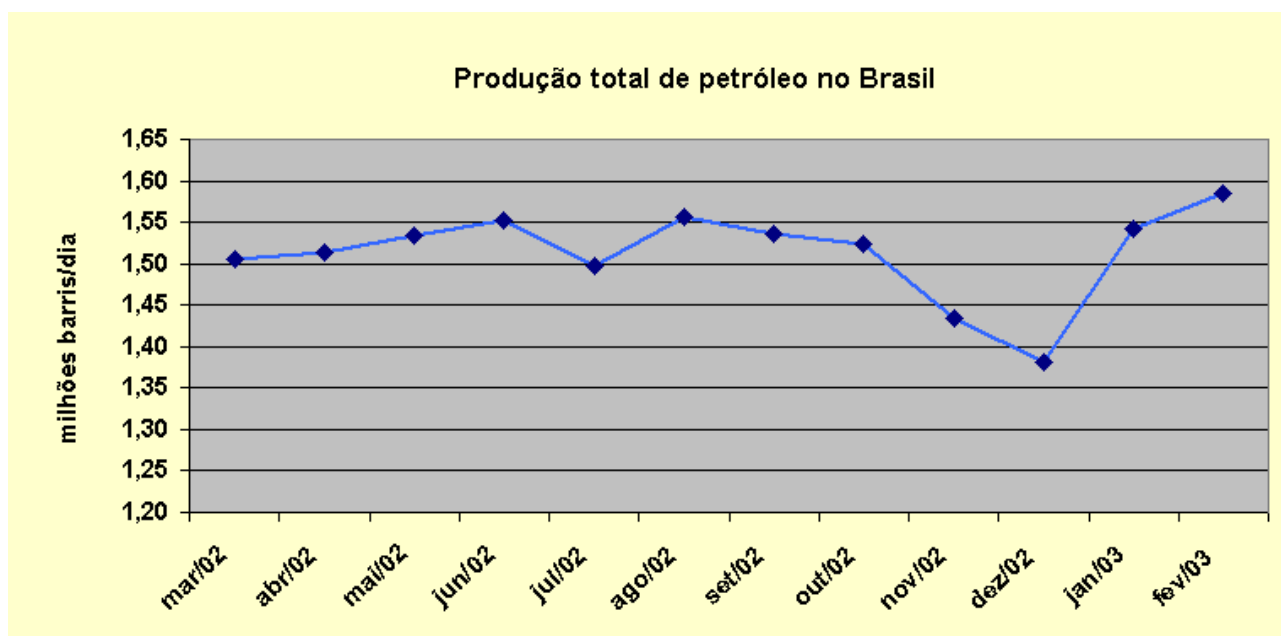
- 1 - EXPLORAÇÃO
- 2 - EXPLOTAÇÃO
- 3 - TRANSPORTE
- 4 - PROCESSAMENTO
- 5 - GÁS
- 6 - SEGURANÇA E MEIO-AMBIENTE
- 7 - REGULAÇÃO, GESTÃO E QUALIDADE
- 8 - ECONOMIA DO PETRÓLEO E DO GÁS
- 9 - CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA

Gráfico 1



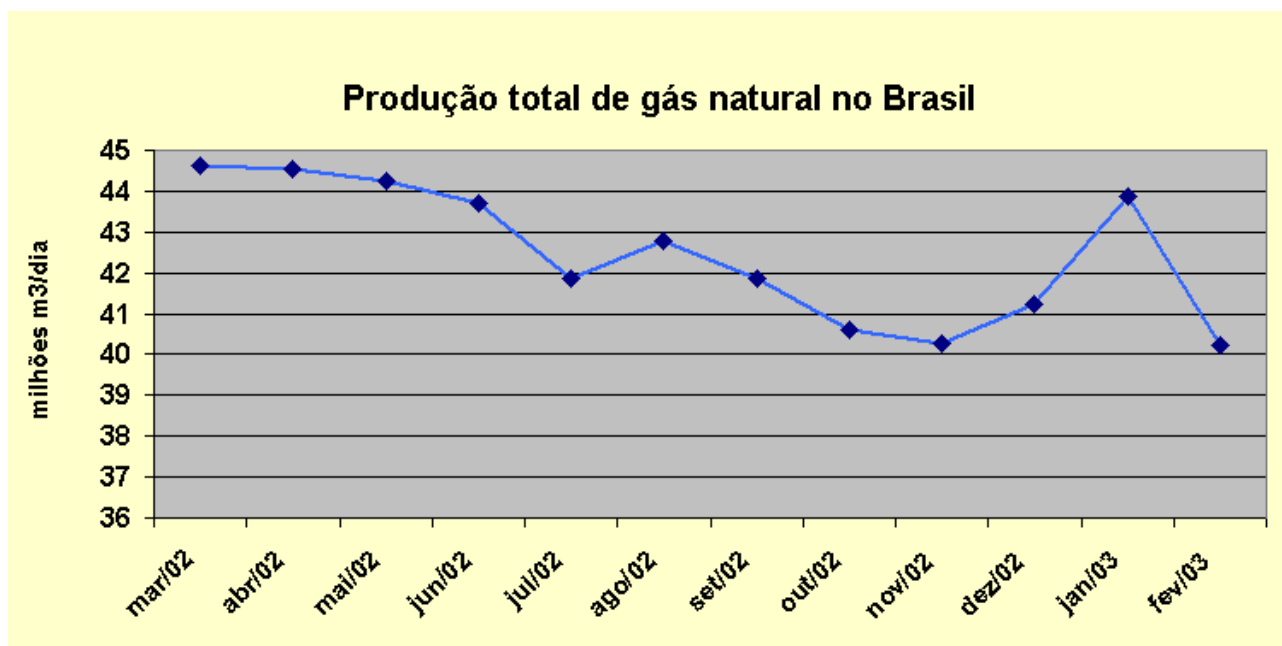
Fonte: EIA

Gráfico 2



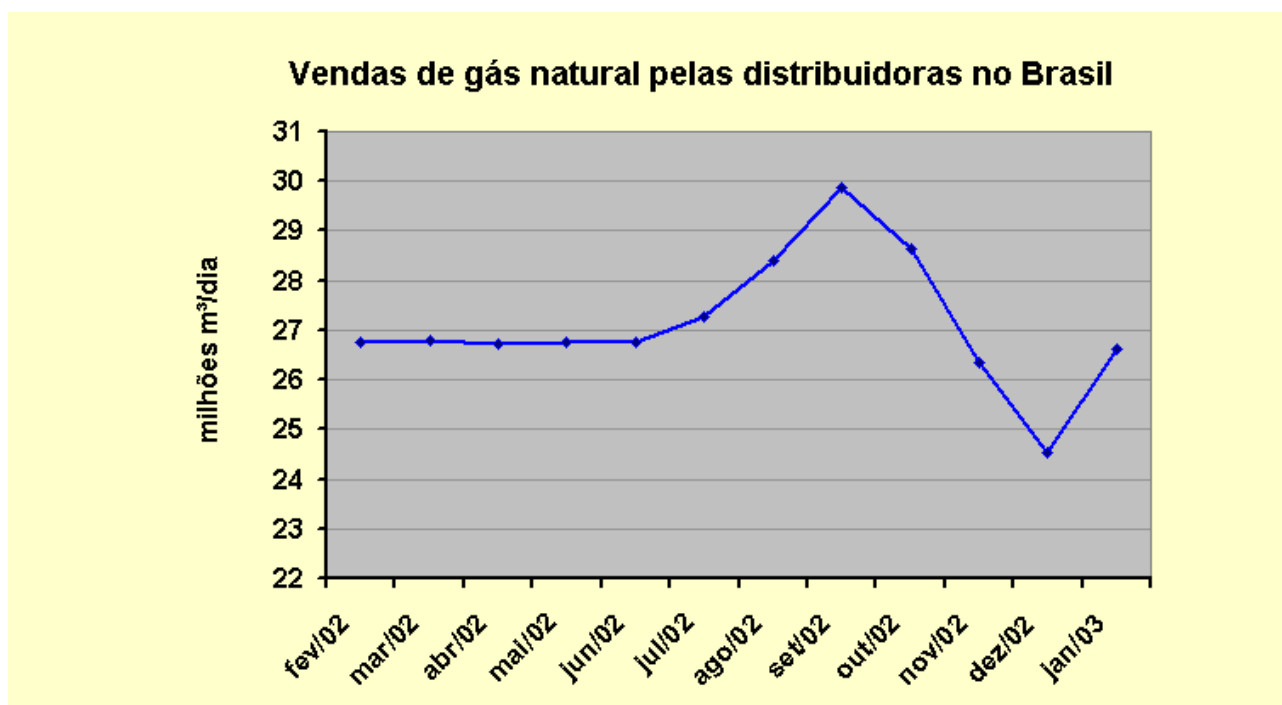
Fonte: ANP

Gráfico 3



Fonte: ANP

Gráfico 4



Fonte: Brasil Energia