

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise da Conjuntura das Indústrias do Petróleo e do Gás – Outubro de 2002 - Ano 3 – n.10

Grupo de Energia – Instituto de Economia - UFRJ

www.ie.ufrj.br/infopetro

Apresentação

Este número do *Petróleo & Gás Brasil* traz quatro artigos abordando alguns dos principais temas do setor e os assuntos de maior relevância neste mês de outubro. A seção “Petróleo-Mercado” analisa os possíveis efeitos das mudanças políticas recentes no país sobre a indústria brasileira de petróleo. Este tema é da maior relevância já que está em discussão mudanças importantes na política setorial. Embora a Petrobras de hoje tenha características de uma multinacional privada, sua função será debatida intensamente nos próximos meses. Um dos principais temas em questão é o possível papel que terá a Petrobras no novo cenário político.: um instrumento para o governo fazer políticas de preço, subsídios, e de desenvolvimento em geral, ou uma empresa estatal/privada cujas decisões empresariais visam tanto o desenvolvimento quanto a lucratividade.

O segundo artigo em “Petróleo-Mercado” trata dos possíveis efeitos no upstream brasileiro de uma política de controle preços do petróleo e dos derivados. Para os novos entrantes em E&P no Brasil, o controle de preços representaria um aumento no risco regulatório no país, o que no curto prazo afetaria negativamente os investimentos, e no longo prazo a própria produção brasileira.

A seção “Gás Natural” analisa as principais barreiras ao crescimento do comércio de gás natural

no Cone Sul. Em pensando a integração regional da indústria de gás natural, o artigo coloca em relevo a necessidade de expansão da infraestrutura (transporte e distribuição) e de uma maior coordenação de projetos, tanto por parte dos governos envolvidos quanto das empresas. Os governos precisam trabalhar juntos para formular sistemas regulatórios compatíveis com o desenvolvimento do mercado regional. As empresas, por sua parte, devem criar novos padrões contratuais que viabilizam o crescimento de uma indústria regional de gás menos dependente de contratos de longo prazo e pouco flexíveis.

Por final, inspirado pelo recente adernamento da plataforma P-34 da Petrobras, o ensaio do mês analisa os riscos das atividades de E&P offshore, oferecendo uma breve história dos piores acidentes ocorridos no offshore mundial desde o começo destas atividades no Golfo de México nos anos 50. Referindo-se às reações a outros acidentes offshore como o da Piper Alpha em 1988 (Mar do Norte), os autores refletem sobre as possíveis consequências do adernamento na regulação ambientais e de segurança no offshore brasileiro. O caso da P-34 certamente terá um impacto significativo sobre o E&P no Brasil, país onde há mais de cem estruturas offshore abrigando milhares de trabalhadores.

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

Editor Responsável

Edmar Luiz F. de Almeida

Colaboradores

André Canelas

Carla Maria de Souza e Silva

Edmar Luiz F. de Almeida

Leandro dos Reis Araújo

Rafael R. Pertusier

Contato

Tel: (21) 3873-5272

Fax: (21) 2541-8148

e-mail: infopetro@ie.ufrj.br

Apoio

ONIP-FINEP – FNDCT-CTPETRO

NESTA EDIÇÃO

Petróleo

Os Desafios da Indústria de Petróleo Para o Novo Governo

Dos Possíveis Impactos do Controle de Preços 2
sobre o Upstream 6

Gás Natural

Fatores Indutores e Barreiras ao Comércio de

Gás Natural no Cone Sul 8

Fatos Marcantes do Mês

..... 11

Ensaio do Mês

Riscos no Alto Mar: Os Perigos da Exploração Offshore 14

Anexo Estático 19

Os Desafios da Indústria de Petróleo para o Novo Governo

Inúmeros serão os desafios do novo governo para os próximos anos. O debate atual está focado nas questões macroeconômicas e nas propostas de geração de emprego, levantados como “bandeira de campanha” do candidato vitorioso. O setor de petróleo, em função do seu crescente peso no PIB brasileiro e seus impactos nos níveis de preço e emprego nacional, é um setor chave para o alcance das metas definidas pelo novo governo. Além disso, a estrutura industrial ainda está em processo de transição desencadeado pelas transformações institucionais implementadas na indústria a partir de meados da década de 90. Neste sentido, as políticas a serem delineadas para este setor terão impactos sobre a estrutura que está se conformando e, conseqüentemente, sobre o nível de investimento e emprego do setor.

A indústria de petróleo nacional apresenta uma conformação inteiramente diferente da vigente no início da década passada. No segmento *upstream*, no qual a Petrobras detinha um monopólio constitucional, estão presentes 47 novas empresas, dentre as quais destacam-se *super majors* como Shell, ExxonMobil, e empresas independentes estrangeiras (Amerada Hess, Kerr McGee) e nacionais (Queiroz Galvão, Marítima). No *downstream* todas as barreiras institucionais a entrada de novos agentes na oferta de derivados foram quebradas e as regras do jogo estão definidas.

No tocante a Petrobras, apesar do controle estatal estar assegurado pela Lei do Petróleo, sua composição acionária se alterou bastante. Através das ofertas públicas realizadas pela União e a emissão de ADRs no exterior, a empresa conta hoje com cerca de 450 mil investidores. Para assegurar a atração dos investidores minoritários, sua governança corporativa passou por transformações de modo a assegurar e respeitar os interesses dos mesmos, o que inclui o direito dos minoritários em indicar representantes no conselho de administração e maior independência para a diretoria. A estrutura organizacional se tornou menos hierárquica através da criação de unidades de negócios. Em outras palavras, a empresa veio se adaptando ao ambiente de acirramento da competição e abertura de mercado. A missão da empresa, que era prioritariamente o abastecimento do mercado interno, a valorização dos recursos nacionais e a redução da dependência externa em conformidade com a política de substituição de importações, passou a ser o de se tornar uma em-

presa integrada de energia com atuação internacional e que contribua para o desenvolvimento do país.

Durante o debate eleitoral, os principais problemas apontados no setor foram a volatilidade dos preços domésticos dos derivados, a política de compras da Petrobras (em especial o criticado anúncio da compra externa da P-50) e a política de internacionalização da empresa. A proposta do novo governo é a de resolver estes problemas, porém sem desrespeitar os contratos firmados pelo governo atual. Neste sentido, seria interessante refletir sobre os possíveis cenários que possam se configurar a partir da implementação de determinadas políticas aventadas durante a campanha.

O Controle de Preços

A ano de 2002 marcou o último passo no processo de abertura do *downstream* da indústria, os preços dos principais derivados (gasolina, diesel e GLP) foram liberalizados e outras empresas além da Petrobras agora podem atuar na importação de petróleo e derivados. A liberação dos preços e a supressão dos subsídios foram condição necessária para a entrada de novos agentes no setor, porém tiveram como efeito colateral a internalização da volatilidade dos preços internacionais. Este efeito colateral se mostrou extremamente forte a partir do quadro de instabilidade política e econômica internacional e nacional e seus efeitos sobre o preço do petróleo, a taxa de câmbio e índices de inflação.

Em função destes efeitos, o atual governo passou a adotar políticas “compensatórias” de caráter temporário, como os subsídios ao GLP para as camadas mais carentes (vide *Petróleo e Gás Brasil, setembro 2002*). No caso do preço dos combustíveis, entre agosto e outubro os preços permaneceram constantes enquanto os preços internacionais flutuaram. Independente da motivação por trás do não reajuste de preços, o fato é que este tipo de “intervenção branca” (controle do governo sobre a atuação da Petrobras) pode comprometer o nível de lucratividade da empresa e conseqüentemente sua capacidade de investimentos, bem como se configurar numa lesão aos interesses dos acionistas minoritários da empresa.

Se o próximo governo estiver disposto a combater a volatilidade dos preços dos derivados,

intenção absolutamente legítima do ponto de vista econômico, há que se ter em conta a margem de manobra e os desdobramentos destas ações. No caso de se optar explicitamente por um controle de preços, os objetivos de promoção à competição ficarão comprometidos, pelo menos no curto prazo, em que as pressões competitivas se fazem através de importações (vide *Petróleo e Gás Brasil setembro 2002*), uma vez que os preços domésticos neste controle podem ficar abaixo dos preços internacionais.

No médio e longo prazo, o impacto do controle de preços sobre a competição no setor dependerá da forma como se fará este controle de preços. De modo a não comprometer a atração de investimentos na produção doméstica de derivados (refino e formulação), a forma de controle de preços não pode estabelecer um preço de referência do petróleo em níveis muito distantes do nível internacional. Atualmente, um dos principais entraves ao investimento em nova capacidade produtiva no Brasil é a reduzida margem de lucro na produção de derivados. As perspectivas de crescimento da demanda por derivados a uma taxa maior que a taxa de expansão da capacidade produtiva doméstica mostram que se necessita muita cautela neste ponto.

A opção adotada pelo atual governo, de controle de preços através da estatal, além de não ser transparente, se apresenta como a pior alternativa, pois alia os riscos inerentes ao controle de preços aos prejuízos e à competitividade da empresa. Na verdade, como o interesse no controle de preços é público, políticas nessa direção, se adotadas, devem ser de responsabilidade do governo. Nesse sentido, uma opção seria o estabelecimento de preços, seja via ANP, seja via Ministério da Fazenda, nos moldes do controle adotada até o ano passado. A diferença seria que os recursos da CIDE seriam o “colchão” a ser utilizado para este fim. Na lei que institui a CIDE, uma das destinações regulamentadas seria o pagamento de subsídios, o que aliás já é feito com o “auxílio-gás”.

A arrecadação da CIDE, prevista na lei orçamentária de 2002 para R\$ 7 bilhões, ultrapassou as estimativas, chegando a cerca de R\$ 8,5 bilhões. Estava previsto também na lei que institui a CIDE que uma definição mais precisa do destino desta contribuição seria realizado para o próximo ano (2003) em projeto de lei. Cabe pensar cuidadosamente numa solução a ser encaminhada, para evitar prejuízos à concorrência e a retomada de

uma dívida da União com as empresas do setor.

A Política de Compras da Petrobras

Conforme discutido anteriormente, a Petrobras foi criada no âmbito de uma campanha nacionalista e sua atuação era inteiramente compatível com a política de substituição de importações colocada em prática pelo governo até a década de 80. A partir da década de 90, alguns fatores levam a uma clara mudança na atuação da empresa. De uma lógica de abastecimento do mercado nacional e priorização dos objetivos de desenvolvimento, para uma orientação privada no sentido de maximização do retorno de seus acionistas (governo e minoritários).

A mudança na orientação da empresa e a abertura comercial do país tiveram impacto o índice de nacionalização de compras da empresa. Este passou de 80% na década de 80, para 40% na década de 90. Vários fatores contribuíram para esta guinada. O primeiro fator é o tecnológico. A crescente complexidade das atividades do *upstream* leva a empresa a buscar cada vez mais parcerias com fornecedores externos. O ritmo acelerado do desenvolvimento tecnológico e o processo de concentração na própria indústria parapetrolífera em nível mundial tornaram extremamente difícil o desenvolvimento autônomo de uma indústria de fornecedores nacional capaz de atender toda a gama de produtos e serviços demandados pelo setor (vide *Petróleo & Gás Brasil, outubro 2001*).

O segundo foi o fator econômico. Com a abertura comercial e, mais notadamente, a partir de 94, com a valorização cambial, a política de favorecimento de produtores nacionais se modifica, na medida em que a empresa passa a ter maior acesso a fontes mais baratas de equipamentos. Esta possibilidade se coaduna ao cenário de acirramento da competição da indústria de petróleo mundial e ao quadro de abertura do mercado nacional. A empresa vê seu mercado cativo disponível a outras empresas, o que a coloca numa posição de buscar ainda mais a competitividade em nível internacional.

Dessa maneira, uma política voltada ao incremento da participação da indústria nacional nos investimentos programados, principalmente no *upstream*, não pode ter como único instrumento a política de compras da empresa. Novamente, isto representaria um ônus à empresa por uma política que deve ser de responsabilidade do governo. É importante considerar que com a entrada de novas empresas no mercado, qualquer política de au-

mento da participação da indústria nacional no fornecimento para o setor petrolífero deve ser posta de maneira horizontal, isto é, deve atingir todas empresas do setor.

Uma política sustentável voltada ao aumento da competitividade da indústria nacional de fornecedores pode contar com uma série de instrumentos a serem reordenados para este fim. Atualmente, o governo conta com mecanismos, tais como linhas de financiamento do BNDES, o Progap, linhas de financiamento administrados pela FINEP para o desenvolvimento tecnológico do setor, a atuação da ANP, e um regime fiscal especial criado para dar o mesmo tratamento fiscal às empresas nacionais que é dado às importações, o REPETRO (*vide Petróleo & Gás Brasil, novembro 2001*).

A existência de instrumentos, não implica existência de uma política industrial para o setor, pois esta pressupõe a definição de metas a serem alcançadas e a definição de um órgão que coordene a implementação dos diferentes instrumentos no alcance destas metas. Assim, existe espaço para um papel mais ativo do novo governo, que seria o de analisar os instrumentos existentes, reformulá-los de modo a torná-los eficientes (o REPETRO na prática, através do regime de exportação ficta, tem uma operacionalização complexa e burocrática) e complementares (o Progap e os financiamentos de CTPetro têm grandes áreas de interseção) orquestrando uma política industrial que atinja as principais deficiências da indústria nacional.

A Petrobras teria um grande papel nesta empreitada através da participação conjunta no esforço de capacitação dos fornecedores. Do ponto de vista da empresa, este envolvimento seria bastante interessante, uma vez que, no longo prazo, o esforço atual se converte em fontes de equipamentos e serviços competitivos no futuro e com custos em reais.

A Internacionalização da Petrobras

O programa do novo governo afirma que “vai aprofundar as políticas que projetam a Petrobras como empresa integrada de energia vocacionada para a atuação regional e global. A companhia tem especialidades e competências, como a tecnologia de águas profundas, que a credenciam como um competidor global. Assim, ela deve assumir, de forma crescente, seu papel estratégico nacional e internacionalmente”. Em princípio, seria incorreto assumir que o processo de

internacionalização da empresa, elemento central na aquisição de ativos que diversifiquem sua atuação, seja conflitante com as recentes mudanças políticas no país. Questões que não dizem respeito diretamente à expansão da área de atuação geográfica da empresa são justamente aquelas que podem criar-lhe entraves.

No caso de se optar por um controle direto de preços e/ou de se utilizar a política de compras da empresa como o único instrumento de política industrial no fomento a competitividade da indústria parapetrolífera nacional, a competitividade da empresa estará ameaçada. A primeira opção compromete as receitas da empresa, a segunda eleva seus custos, pressionando sua lucratividade. Como efeito colateral, a ingerência do estado sobre os rumos da empresa compromete a captação de recursos no mercado de capitais. Toda esta dinâmica tem impactos negativos sobre a capacidade da empresa em adquirir ativos no exterior e, por conseguinte, limitando a trajetória de internacionalização da empresa.

Outro fator de relevância seria a instabilidade macroeconômica do país e a conseqüente pressão sobre o câmbio. Num cenário deste tipo, a saída de divisas decorrente da compra de ativos no exterior poderia ser dificultada. Este problema, entretanto, não é propriamente novo e pode ser contornado. Esta questão surgiu com a compra da empresa argentina Perez Companc (*vide Petróleo & Gás Brasil, julho 2002*), em que apenas parte do pagamento da Petrobras fora em espécie, sendo o restante composto de títulos e comprometimento da receita de exportação de petróleo brasileiro.

Conclusões

O ambiente no qual as políticas de combate à volatilidade dos preços dos derivados de aumento da competitividade dos fornecedores nacionais serão formuladas será complexo. Por um lado, temos crescente vulnerabilidade do balanço de pagamentos, associada a um quadro internacional de instabilidade política e desaceleração do crescimento econômico e acirramento da competição internacional na indústria de petróleo. Neste ambiente toma posse um governo comprometido com a criação de emprego e renda e a manutenção dos contratos. Qual a margem de política deste governo? É grande, porém inteiramente diferente da margem de políticas que havia até a década de 80, no qual a Petrobras era o principal instrumento de política voltada ao setor.

Um dos pontos centrais que deve ser mencio-

Mercado

nado é o entendimento entre as competências do governo e da agência reguladora, a ANP. A possibilidade de mudanças na diretoria da ANP já foi levantada por alguns membros do novo governo, porém não se espera *a priori* nenhuma revisão do modelo proposto ao setor. Contudo, conforme discutido no artigo, a implementação das medidas propostas certamente terá impacto sobre a estrutura industrial no setor de petróleo, uma vez que esta ainda se encontra em fase de transição.

No tocante a Petrobras, as mudanças ocorridas na empresa e na indústria fazem com que esta não possa nem necessite ser usada como único instrumento de política para o setor. Aliás, política industrial deve ser montada, implementada e de responsabilidade de governo. A Petrobras é uma empresa de controle estatal assegurado em lei principalmente pelo conhecimento tecnológico e estratégico acumulado na empresa e pelo seu pa-

pel de ser uma “multinacional” brasileira. Neste sentido, ela pode ter um papel auxiliar nas políticas montadas, mas em hipótese alguma deve ser a única responsável, pois isto afetaria exatamente a sua função social. O governo conta com instrumentos e mecanismos para lidar com os desafios a ser enfrentados. A tarefa não é fácil, a montagem de política industrial num ambiente de pluralidade de interesses é complexa, mas isto não justifica buscar a saída mais simples de contar com uma empresa para assumir o ônus e as tarefas de governo.

Carla Maria de Souza e Silva
Mestranda IE-UFRJ / Bolsista ANP

Rafael R. Pertusier
Mestrando IE-UFRJ / Bolsista Infopetro

CLUBE INFOPETRO

O Grupo de Energia do Instituto de Economia está oferecendo a proposta do CLUBE INFOPETRO, adotando um sistema de associação com empresas que se tornam colaboradoras do Boletim INFOPETRO e passam a ter acesso privilegiado à relatórios anuais de análises econômicas setoriais:

Estudo Setorial: Upstream Petróleo 2003

Estudo Setorial: Downstream Petróleo 2003

Estudo Setorial: Gás Natural 2003

Conjuntura Macroeconômica Brasileira 2003

Estes relatórios serão apresentados e debatidos pela equipe de professores do Grupo de Energia e de Conjuntura Macroeconômica em seminários específicos e exclusivos.

Cada associado também será identificado nos boletins e no site INFOPETRO através de sua logomarca.

Para maiores informações, contactar edmar@ie.ufrj.br.

Dos Possíveis Impactos do Controle de Preços sobre o *Upstream*

A partir das mudanças institucionais da indústria petrolífera brasileira, em 1997, a atividade de exploração e produção foi aquela em que se pôde verificar as mais amplas transformações do setor, com aumento de investimentos e entrada de novas operadoras, nacionais e estrangeiras, de pequeno, médio e grande porte. O sucesso desta abertura deve-se, sobretudo, ao desenho regulatório e às regras licitatórias implementadas pelo governo e ANP. Pode-se questionar, contudo, se, num futuro próximo, dependerá seu desempenho dos resultados exploratórios ou de mudanças no conjunto de normas do setor.

O plano estratégico da Petrobras prevê investimentos na ordem de US\$ 30 bilhões no lustro de 2000 a 2005, a maior parte dos quais no Brasil e em exploração e produção. Ademais deste esforço da Petrobras, as operadoras estrangeiras vem ganhando crescente importância no upstream nacional (somente a ChevronTexaco reservou a metade de seus gastos em E&P para a atividade no Brasil em 2002). O *upstream* brasileiro ainda encontra-se em fase de franca expansão, apesar da ausência de grandes descobertas nos blocos adquiridos pelas novas operadoras, com o fraco resultado da última licitação da ANP possivelmente refletindo uma apreensão destes agentes.

A importância do *upstream* manifesta-se não somente no montante de investimentos que representa, mas, sobretudo, na lucratividade da atividade petrolífera, sendo responsável pelas altas margens que fazem do petróleo a maior indústria do planeta. Considerando-se o crescimento da importância deste setor na composição do produto nacional, é crucial que se tente entender os possíveis impactos de eventuais mudanças na política setorial.

O debate eleitoral erigiu dúvidas acerca da continuidade de certas políticas, em especial aquela que é central na construção de um mercado aberto, que é a vinculação dos preços domésticos aos preços internacionais. Ainda não se sabe até onde o governo estaria disposto a sacrificar a consolidação da abertura do mercado em prol de menor instabilidade macroeconômica, ao prolongar qualquer tentativa de controle de preços. É lícito supor que uma instabilidade cambial crescente e suas conseqüentes pressões inflacionárias possam levar o novo governo a repassar menos

que proporcionalmente as variações internacionais aos preços domésticos, seja por meio dos instrumentos da ANP ou por intervenção direta na Petrobras.

Não obstante seus impactos diretos nas atividades de *downstream* no país, seus efeitos no *upstream* merecem uma reflexão à parte. Em se considerando o prazo de maturação dos investimentos no setor e as diferentes etapas no ciclo de E&P (exploração, desenvolvimento e produção - vide tabela 1), tem-se que as respostas da indústria se dariam de formas e em períodos distintos aos estímulos vindos do governo, particularmente o controle de preços.

Uma assimetria entre preços domésticos e internacionais tem efeito direto sobre a monetização das reservas. Tendo em vista as características técnicas e econômicas da indústria do petróleo, esta medida afetaria de maneira diferente a produção e os investimentos. Nisto, o prazo de maturidade dos investimentos no *upstream* concede enorme importância à separação do curto e do longo prazo. Explica-se.

A produção de petróleo é uma atividade que incorre em elevados custos fixos, apresentando custos variáveis e marginais substancialmente baixos para os campos já em produção. Assim sendo, um controle de preços não afetaria a produção no curto prazo. Apesar das margens reduzidas, os investimentos já realizados não justificariam a contração da atividade. Todo o ônus recairia sobre a lucratividade dos produtores.

Os investimentos, por outro lado, seriam afetados já no curto prazo. No que se refere a essa questão, vale atentar que o Brasil disputa com outros países investimentos em E&P, e que o critério de avaliação da atratividade das províncias petrolíferas é baseado na estimativa de receitas futuras. É importante notar, ainda, que a falta de grandes descobertas levou a ANP a buscar novas regras para conceder incentivos ao *upstream* brasileiro (vide *Petróleo & Gás Brasil, setembro 2002*).

É importante ressaltar ainda o impacto de um eventual controle de preços sobre as incertezas associadas ao risco regulatório. Um aumento da incerteza exerceria efeito direto sobre a decisão de investimentos no *upstream*, em particular por parte das operadoras privadas. Num contexto de

abertura ainda não consolidada, a adoção de políticas *ad hoc*, como o controle de preços, significaria claramente a percepção do aumento do risco regulatório do país.

As incertezas se fazer sentir já nas próximas rodadas de licitação da ANP. Empresas ainda nas etapas iniciais do ciclo de E&P poderiam muito bem devolver suas concessões à agência, não incorrendo nos custos de maior peso da cadeia do petróleo, o desenvolvimento dos campos (vale lembrar que das descobertas nos blocos concedidos, apenas seis tiveram declaração de comercialidade e seguem à fase de desenvolvimento), com efeitos negativos para a indústria nacional de fornecedores.

A redução nos investimentos e nos lucros das petroleiras restringiria a capacidade de financiamento do *upstream*. Como consequência, no longo prazo esta retração comprometeria a expansão da produção de petróleo no Brasil, expondo a perigo a própria busca da auto-suficiência.

Governo e ANP estariam mais do que cientes das consequências de tal medida, colocando em risco todo o processo de abertura, e essa suposição

seria válida apenas em caso de crescente volatilidade econômica. É importante ressaltar que é possível se pensar em mecanismos de amortização da volatilidade dos preços sem provocar uma dissociação dos preços do petróleo doméstico dos preços internacionais. Este tipo de mecanismo existiu até janeiro deste ano. Entretanto, há que se ter claro este tipo de mecanismo tem impactos fiscais importantes.

Em resumo, a motivação para o controle de preços é externa à indústria petrolífera, passando por questões de gestão macroeconômica que, em grande parte, independem do desempenho do setor, mas podem ter efeitos nocivos que são tão ou mais cruciais para esse mercado do que para os demais. O anseio pela definição do posicionamento do novo governo passa uma mensagem clara : sua política de preços não deve se dar em detrimento da abertura, devendo, outrossim, proporcionar um ambiente propício a novos investimentos.

Rafael R. Pertusier
Mestrando IE-UFRJ / Bolsista Infopetro

Tabela 1: Cronograma Padrão e Custos na Atividade *Upstream*

Anos	Exploração		Desenvolvimento			Produção	
1	Geologia & Geofísica	Poços de Exploração	Instalações de Desenvolv.	Instalações de Transporte	Perfuração de Poços de Desenvolv.	Entrada em Produção	
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
	10 – 20 % dos custos		40 – 60 % dos custos			20 – 50 % dos custos	

Fonte: Grupo de Energia / IE-UFRJ

Fatores Indutores e Barreiras ao Comércio de Gás Natural no Cone Sul

Após as eleições presidenciais no Brasil e na Argentina, é imperativo que a questão da integração econômica na região retorne à agenda política. Seguindo uma primeira fase da integração regional caracterizada por uma rápida expansão do comércio na região, ficou claro que a carência de infra-estrutura é um empecilho grave à conformação de mercados regionais integrados. A infra-estrutura de transporte, telecomunicações e energia, por afetar o conjunto das atividades econômicas, consiste na base da convergência econômica entre países.

O principal potencial de integração energética no Cone Sul encontra-se na área do gás natural, em função da maior facilidade do seu transporte (possibilidade de estocagem e baixas perdas dos gasodutos), e da disparidade dos recursos gasíferos dos países da região. Existe um grande potencial para a exploração das sinergias econômicas com a interconexão dos mercados de gás natural (GN).

O novo contexto dos mercados energéticos da região, marcado pela grande restrição do financiamento público e de ausência de linhas de crédito de instituições multilaterais, apresenta fatores que são favoráveis a uma maior integração do setor de gás natural. Por um lado, a geração termelétrica a gás está na base da expansão da oferta de energia elétrica na região. Esta opção parece ser mais adequada às restrições financeiras atuais. Assim, tendo em vista a disparidade dos recursos gasíferos, as sinergias aumentaram em função da convergência das indústrias de gás e eletricidade. Por outro lado, a dinâmica industrial atual é marcada pela presença de players globais que orientam suas estratégias empresariais para a exploração deste tipo de sinergias. Estas empresas são capazes de alavancar investimentos em escalas suficientes para integrar regionalmente suas atividades.

Apesar dos fatores indutores acima citados, existem importantes barreiras a serem contornadas para explorar todo o potencial de comércio intra-regional. É importante considerar que, apesar de existirem reservas suficientes para atender a demanda projetada, será necessário um grande volume de investimentos para seu aproveitamento

e para a expansão da infra-estrutura de transporte e distribuição nos países onde esta indústria encontra-se numa fase incipiente (Brasil, Bolívia, Uruguai e Paraguai). A realização destes investimentos esbarra em riscos elevados, associados às especificidades da Indústria do Gás Natural: i) grande interdependência entre os agentes envolvidos em projetos ao longo da cadeia; ii) forte pressão da concorrência inter-energética. Estas peculiaridades contribuem para elevar os custos de transação no negócio do GN. Desta forma, a integração vertical e os contratos de longo-prazo são mecanismos comuns para reduzir os custos de transação no setor de gás natural.

Em projetos internacionais, os riscos políticos e econômicos dos contratos de longo-prazo são muito mais elevados. Gasodutos internacionais são projetos de difícil implementação, particularmente em se tratando de um investimento realizado por empresas privadas. As incertezas associadas às transações internacionais são maiores; pois é maior o número de parâmetros da transação que são sujeitos a modificações quando o negócio depende do ambiente econômico de dois países (risco regulatório, risco cambial, risco de mercado e risco político).

As barreiras acima citadas são acentuadas no caso do Cone Sul em função de algumas particularidades econômicas da região que afetam os riscos do comércio de gás natural. Três barreiras adicionais merecem ser destacadas: i) assimetria regulatória e das políticas energéticas dos países da região; ii) liberalização dos preços da eletricidade e dos combustíveis concorrentes ao gás natural; iii) volatilidade cambial. Estes problemas resultam numa elevada probabilidade de ocorrência de desequilíbrios nos contratos de longo-prazo utilizados no comércio regional de GN.

Com relação à volatilidade cambial, é importante mencionar que apesar da região se destacar no cenário internacional pela formação do Mercosul, o bloco apresenta peculiaridades importantes quando comparado com os principais blocos mundiais (Nafta, UE e Asean). O Mercosul constitui a única tentativa de formação de um mercado comum entre países relativamente industrializados, sem que nenhum dos países membros tenha

uma moeda conversível internacionalmente. A ausência de uma moeda forte na região tem implicações importantes para a dinâmica de integração, em especial para as indústrias que dependem de contratos de longo-prazo para viabilizar seus projetos internacionais. Na ausência de uma moeda forte, a questão da volatilidade dos preços assume uma dimensão diferente na região. Ou seja, uma vez que o equilíbrio nas contas externas dos membros do bloco depende do fluxo de moeda forte de fora do bloco e dada a posição periférica da região nos fluxos comerciais e financeiros internacionais, as crises cambiais nos países do bloco têm sido recorrentes. Como os fluxos financeiros e comerciais no bloco são contabilizados em dólar, a volatilidade dos preços do gás natural em Reais ou Pesos torna-se extremamente elevada.

Projetos para comércio do gás natural no Cone Sul enfrentam riscos econômicos mais elevados do que aqueles planejados para exportação de gás para regiões com moeda forte. Desta forma, é importante um esforço conjunto dos governos e das empresas na busca de um novo ambiente institucional e regulatório e de práticas contratuais que resultem em menores riscos.

O Papel dos Governos

Tendo em vista os riscos elevados em função da interdependência dos agentes envolvidos (custos de transação) e das especificidades dos ativos das indústrias de gás e eletricidade, os mecanismos de mercados não são suficientes para prover uma estrutura de governança adequada aos projetos. A ação do governo tem um papel importante, criando mecanismos adicionais de coordenação dos investimentos como, por exemplo, regulação dos mercados, regulação da concorrência, criação de sistemas de garantias e planejamento indicativo.

Dentre os mecanismos de coordenação adicionais, é importante a coordenação das atividades de planejamento energético visando o estabelecimento de um plano de expansão indicativo para o Mercosul. Uma vez que os projetos internacionais precisam da autorização dos governos envolvidos, é importante que os governos façam de forma conjunta um planejamento de longo prazo, considerando a complementaridade dos recursos energéticos, indicando para os agentes privados quais projetos deverão ser priorizados.

É importante enfatizar que a coordenação dos investimentos não se resume à realização de um planejamento energético para a região. Igualmente necessária é a participação ativa dos governos no processo de negociação dos projetos, uma vez que os mesmos são diretamente influenciados pela regulação setorial de cada país. O combate às assimetrias regulatórias existentes no arcabouço legal de cada país deve ser, portanto, prioridade absoluta dos países do Cone Sul. Este esforço deve ocorrer em dois níveis: Em primeiro lugar, é importante que as decisões quanto à orientação das reformas setoriais não desconsiderem os avanços já obtidos nos outros países da região; em segundo lugar, o trabalho das agências reguladoras nacionais em estabelecer as regras para a aplicação das decisões tomadas no âmbito da política energética e na defesa da concorrência deve levar em conta o trabalho das outras agências da região.

A necessidade de convergência do arcabouço regulatório é particularmente importante nas políticas de defesa da concorrência. Como o espaço da concorrência tende a se tornar cada vez mais regional e global, sua aplicação, considerando-se apenas os espaços nacionais, pode não apenas dificultar novos investimentos como criar obstáculos à formação de empresas regionais fortes. Desta forma, é muito importante que o contexto regional da concorrência seja levado em consideração em processos de julgamento de operações de fusões, aquisições e de troca de ativos.

Isto posto, fica evidente a necessidade de se criar um algum instrumento comunitário que permita a articulação das ações, a coordenação do planejamento e a regulação no setor energético da região – uma Secretaria de Energia do Mercosul – uma vez que a diversidade institucional dos países não permite que a coordenação das ações relacionadas ao planejamento energético e à regulação seja obtida por intermédio da cooperação bilateral dos mais diversos órgãos incumbidos desta tarefa em diversos países.

Apesar da organização institucional atual do Mercosul não permitir a existência de organismos com poderes de decisão supranacionais, existe um grande espaço de trabalho para uma instituição comunitária com base na negociação voluntária entre os países. Várias atividades podem contribuir para a coordenação de políticas e ações regulatórias :

- i) o levantamento e a consolidação das informações energéticas dos países da região;
- ii) a realização de estudos sobre potencial de integração energética;
- iii) o apoio técnico na elaboração do plano de expansão indicativo para os diversos setores energéticos da região;
- iv) o fórum de negociação entre os países para a aprovação dos planos de expansão indicativos;
- v) o fórum de intercâmbio e cooperação entre os órgãos reguladores da região;
- vi) o apoio técnico nas negociações internacionais entre empresas e governos envolvidos em projetos energéticos internacionais;
- vii) e o fórum de Cone Sul e negociação entre governos e empresas envolvidas em projetos internacionais.

O Papel das Empresas

Um dos principais motores do crescimento das indústrias é a inovação. A inovação em todas as dimensões do negócio (gerencial, tecnológica, contratual e comercial).

Tradicionalmente, o comércio internacional esteve ancorado em contratos de longo prazo do tipo take-or-pay e ship-or-pay. Desta forma, o produtor e o transportador tinham assegurado seu fluxo de caixa viabilizando os investimentos na produção e transporte. Por outro lado, os vendedores buscavam fixar os preços garantindo a competitividade do gás frente à concorrência inter-energética, através da precificação do gás pelo sistema netback.

A forma de contratação tradicional para mitigar os elevados custos de transação apresenta problemas para se adaptar ao contexto atual da in-

dústria de gás natural na Região. O primeiro problema é que o preço dos combustíveis concorrentes vem sendo liberalizado. A variação constante dos preços e margens dos fornecedores dos combustíveis concorrentes requer uma variação constante do preço do gás para manter sua competitividade. Da mesma forma, a dolarização dos contratos de fornecimento de gás introduz um outro elemento de incerteza muito importante.

Diante do problema de inadaptação dos contratos tradicionais, o papel das empresas é de buscar inovações contratuais que viabilizem sua atuação na região. A história recente dos mercados de gás e eletricidade na Argentina e Brasil deixou claro que as soluções contratuais tradicionais não têm sustentabilidade. Se por um lado, contratos de longo-prazo dolarizados e com cláusulas de take-or-pay elevadas mitigam os riscos do vendedor, os compradores não têm como garantir o cumprimento destas cláusulas. Tendo em vista a instabilidade política e institucional da região, também não é sustentável o repasse sistemático destes riscos para os governos. Assim, resta às empresas buscar inovações contratuais que sejam sustentáveis. Para tanto, é importante que os parâmetros da transação estejam ancorados na evolução dos preços de dentro da região. Assim, a indexação dos preços do gás natural numa cesta de moedas da região, ou nos preços dos combustíveis concorrentes podem ser formas de diminuir riscos de desequilíbrios nos contratos

A busca da flexibilidade deve estar na base das novas estratégias contratuais, já que a forte volatilidade nos preços e a instabilidade econômica são características marcantes do Cone Sul.

Edmar de Almeida
Professor IE-UFRJ

Fatos Marcantes do Mês

Petrobras Fecha Compra de Ativos na Argentina

A Petrobras concluiu em Buenos Aires a compra de 58,62% das ações da companhia de energia argentina Perez Companc S.A., com a assinatura do contrato definitivo pelo presidente da estatal brasileira, Francisco Gros. A operação de compra havia sido anunciada em comunicado da Petrobras em 22 de julho deste ano, mas existiam alguns entraves para o fechamento. No início de outubro, a Perez Companc renegociou uma dívida de aproximadamente US\$ 2 bilhões, uma das exigências da estatal, aumentando o prazo médio de vencimento de 3,1 anos para 4,4 anos. Outro entrave foi solucionado com o anúncio de que a família Pérez Companc manteria o controle sobre duas empresas do setor nuclear em que são acionistas, pois que as leis argentinas impedem que grupos estrangeiros tenham participação em companhias ligadas ao setor de energia nuclear.

A Petrobras conclui também a aquisição da petroleira argentina Santa Fé, tendo pago US\$ 89,55 milhões pela empresa, que era a filial argentina da Devon Energy Corporation.

Em outubro, a Petrobras inaugurou o primeiro posto argentino com as cores de sua bandeira, marco inicial de seu desembarque no varejo argentino. Dos 700 postos que a estatal adquiriu no país em dezembro de 2001, 43 exibirão a bandeira Petrobras até o final de 2002.

P-34 Volta às Condições Normais, Mas Ainda Não Produz

A FPSO P-34 voltou às condições normais e não está mais inclinada. As causas do acidente ainda estão sendo analisadas. A P-34 adernou no dia 13 de outubro na bacia de Campos, após pane elétrica, que impediu que as válvulas que interligam os 17 tanques de água e de armazenamento de óleo fossem fechadas. A Petrobras informou que os sistemas de segurança, sensores de detecção de fogo e gás, os sistemas de combate a incêndio, e o sistema de auxílio à navegação voltaram a funcionar. Entretanto, a empresa não tem previsão de quando a plataforma voltará a produzir petróleo e gás nos campos de Barracuda e Caratinga.

Enquanto a plataforma P-34, da Petrobras, não estiver operando, o Brasil deixará de produzir 30 mil bpd de petróleo.

Produção de Petróleo Registra alta de 14% em Relação a Setembro de 2001

A estatal Petrobras produziu em setembro no país a média de 1,533 milhão bpd de petróleo, volume superior em 14% ao registrado em setembro de 2001, que ficou em 1,350. Em relação a agosto último, não houve evolução, tendo havido uma redução de 1,19%. Ao contabilizar o volume produzido no exterior, a Petrobras chegou à cifra de 1,566 milhão bpd, representando um aumento de 12% sobre os últimos 12 meses. Somente a Bacia de Campos, responsável por 82% de todo o petróleo produzido no país (1,250 milhão bpd), registrou aumento de 18% na comparação de setembro de 2001.

Não fosse o desempenho da Petrobras, a indústria brasileira estaria apresentando queda do nível de atividade em relação à 2001, segundo dados divulgados pelo IBGE. A estatal investiu US\$ 4 bilhões em 2002 e deverá investir um valor semelhante em 2003 para garantir o aumento da produção.

Campo de Roncador Volta a Operar em Novembro

O campo de Roncador, cenário do naufrágio da plataforma de produção P-36 em março de 2001, reinicia as operações em novembro, segundo a Petrobras. A plataforma que vai substituir temporariamente a P-36 já está no local, sendo conectada aos poços. A nova unidade vai produzir 90 mil barris por dia, metade da capacidade da P-36, enquanto a Petrobras encomenda outra unidade maior.

Começa produção no Campo de Jubarte

A Petrobras iniciou, no mês de outubro, a produção no Campo de Jubarte, descoberto em janeiro do ano passado e situado na parte norte da Bacia de Campos, a cerca de 70 quilômetros do litoral. O início da produção foi realizado durante um teste de longa duração no poço 3-ESS 11H. As reservas do campo são estimadas em 600 milhões de barris de petróleo, a maior descoberta feita pela Petrobras desde 1996.

Petrobras Investirá US\$ 1 bilhão na Construção de Novo Oleoduto

A Petrobras anunciou que investirá US\$ 1,1 bilhão para ligar a Bacia de Campos, maior região produtora de petróleo no país, a São Paulo, maior

mercado consumidor. O oleoduto, que tem previsão de começar a operar em meados de 2005, terá uma rede de 725 quilômetros. O projeto inclui, também, uma plataforma marítima para bombear o óleo do mar para o continente, com o objetivo de reduzir a dependência do transporte marítimo do petróleo para São Paulo, reduzindo riscos ambientais e problemas gerados por tempestades e excesso de navios nas rotas usadas para escoar a produção.

Segundo a empresa, existe a possibilidade de que parte dos equipamentos seja licitada só no mercado interno, inclusive nas obras da plataforma, para cujo tipo a indústria brasileira apresenta competitividade. A unidade ficará a 115 quilômetros da costa e não produzirá petróleo, servindo apenas para receber a produção de seis unidades e bombear cerca de 600 mil barris de petróleo por dia para terra.

A Bacia de Campos receberá, nos próximos anos, pelo menos dez novas plataformas produtoras de petróleo para operação em diversos campos. Em função disto, haveria congestionamento no mar e nos terminais de desembarque do óleo, no Rio, em Angra e em São Sebastião se optasse-se pelo escoamento da produção por navios. O duto vai escoar a produção de plataformas nos campos de Roncador, Marlim Sul e possivelmente de Marlim Leste.

Petrobras Comprará Dutos da Confab

A Confab, empresa fabricante de tubos de aço, assinou um contrato com a Petrobras no valor de US\$ 113 milhões para o fornecimento de dutos submarinos, para a ampliação da malha da Bacia de Campos. O trecho de expansão planejado pela Petrobras prevê a instalação de cerca de 220 quilômetros de dutos. A Confab participou da licitação com outras três concorrentes internacionais. O contrato inclui o fornecimento de dois tipos de dutos. O projeto exige materiais e revestimentos específicos, que são apresentados pela companhia. No Brasil, a Confab é a única fornecedora qualificada pela estatal para a produção do material. A empresa também está trabalhando nas exportações de tubos para o gasoduto da Camisea, no Peru, com um contrato de US\$ 70 milhões.

Petrobras Recebe Multa de R\$ 1,25 milhão

A Comissão Estadual de Controle Ambiental do Estado do Rio de Janeiro multou a Petrobras em R\$ 1,25 milhão pelo vazamento de 498 litros

de óleo na Baía da Ilha Grande, em Angra dos Reis, após incêndio no Terminal Marítimo Almirante Maximiniano da Fonseca, da Transpetro, no dia 14 de outubro, durante a realização de serviços de manutenção. Um laudo da Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente (Feema), que indica que todo o volume de óleo derramado depois do acidente é de responsabilidade da empresa, já que a Transpetro é subsidiária da estatal.

Companhias Aéreas Questionam Reajustes da Petrobras

As companhias aéreas brasileiras encaminharam representação à Secretaria de Direito Econômico (SDE) do Ministério da Justiça. O Sindicato Nacional das Empresas Aéreas pediu a instauração de procedimento administrativo para averiguar se há irregularidades nos repasses de custo ao querosene de aviação (QAV). Os preços da Petrobras para o combustível de aviação já foram elevados em 105% este ano. O sindicato alega que os reajustes superam em muito os que incidiram sobre os outros combustíveis e causaram queda na venda de passagens ao serem repassados para as tarifas cobradas do consumidor.

Gasoduto Ampliará Oferta no Nordeste

O abastecimento de gás no Nordeste será reforçado a partir de novembro, quando o gasoduto Pilar-Cabo, que liga os estados de Alagoas e Pernambuco, deverá ser ativado com o início da operação da unidade de processamento de gás natural em Alagoas, o que permitirá o envio do gás para o Cabo de Santo Agostinho, em Pernambuco. Com isso, o sistema de distribuição de gás do Nordeste será interligado, ganhando um reforço de 1,2 milhão de metros cúbicos de gás por dia e dando maior garantia de fornecimento.

O Pilar-Cabo é só uma parte inicial dos planos da Petrobras para ampliar a oferta e o conseqüente o consumo do gás natural veicular (GNV) no Nordeste. A Petrobras planeja a abertura de mais trinta postos de GNV no Nordeste em 2003, passando dos atuais 70 para 100 postos na região, onde vende hoje 14 milhões de m³ de gás veicular por mês, atendendo a 80% do mercado. O volume comercializado na região representa quase um terço do total de 35 milhões de m³ que a Petrobras, líder nacional no segmento, vende mensalmente no país.

Até o final de 2003 e início de 2004, a empresa deverá investir US\$ 170 milhões na ampliação do Gasoduto Nordestão, se estendendo por 2.000 quilômetros entre a Bahia e o Porto de Pecém, no Ceará, com o aumento da capacidade de compressão do gasoduto permitindo maior escoamento de gás para os estados nordestinos.

Alteração em Lei Permite Expansão de Pólo Petroquímico em São Paulo

Uma alteração na Lei estadual 1.817 permitirá que os planos de expansão traçados para o pólo petroquímico de Mauá (na Grande SP) saiam do papel. A lei, promulgada em 1978, impedia, por razões ambientais, que a indústria petroquímica expandisse suas operações na região metropolitana. A partir de agora até 2006 o pólo de Mauá poderá receber investimentos de US\$ 2 bilhões. O governo do estado explica que a lei foi alterada por vários motivos, um deles sendo a evolução da tecnologia no setor ambiental, permitindo que as empresas emitam menos poluentes.

Nova Unidade na REDUC

Foi inaugurada, em outubro, a Unidade de Fracionamento de Líquido da Refinaria Duque de Caxias (Reduc), no Rio de Janeiro. A unidade passará a fornecer matéria prima (etano e propano) para o Pólo Gás-Químico do Rio e vai aumentar a produção e o escoamento de gás da

Bacia de Campos, reduzindo a importação desse derivado.

Petrobras Assume Risco da Transpetro

A frota de navios da Transpetro está sendo garantida exclusivamente pela Petrobras, uma vez que se encontra sem seguro. Segundo o diretor financeiro da estatal, o custo do seguro de cascos de navio que a Transpetro tinha com a Sul America, contratado em novembro de 2001, estava alto. Por isso, a empresa decidiu interromper a cobertura enquanto cota com seguradoras nacionais e estrangeiras. Se a empresa decidir segurar seus navios no exterior, poderá reduzir a receita da estatal IRB Brasil Resseguros em 30%.

Petrobras investirá US\$ 450 milhões na Bolívia

A estatal Petrobras confirmou investimento de mais US\$ 450 milhões na Bolívia, apesar da contração do mercado de gás no Brasil e em meio a uma crescente oferta boliviana. O presidente da empresa brasileira afirmou que a Bolívia é o principal país de investimentos para a Petrobras. O valor representa pouco mais de 20% do total dos investimentos da Petrobras na Bolívia, de US\$ 1,9 bilhão desde 1996, e será usado na construção de um gasoduto de cerca de 300 quilômetros entre o sul e o centro bolivianos, beneficiando o desenvolvimento do campo de San Antonio, que a Petrobras explora no departamento de Tarija.

SEMINÁRIO REFINO DE PETRÓLEO: *Uma Nova Etapa de Expansão ?*

11 de novembro de 2002 Centro de Convenções da FIRJAN – Rio de Janeiro, RJ

DATA: 11 de novembro de 2002 (2ª feira), das 8h30 (recepção até 9h00) às 17h30.

LOCAL: Centro de Convenções da FIRJAN – Av. Graça Aranha, nº 1 – Centro – Rio de Janeiro, RJ

CUSTO: O custo para participação no evento é de R\$ 300,00.

PROGRAMA

ABERTURA

Embaixador Sebastião do Rego Barros - Diretor Geral da ANP

NOVAS REFINARIAS NO CONTEXTO GLOBAL E REGIONAL

Wagner Granja Victor – Ex-secretário de Estado de Energia, Indústria Naval e Petróleo do Rio de Janeiro

Adriano Pires – Diretor do CBIE

Frederico G. C. Kremer – Petrobras

COMO VIABILIZAR UMA NOVA REFINARIA NO PAÍS?

David Zylbersztajn – Diretor da DZ & Associados

Cleomar Parisi Júnior – Unibanco Research

Julio Colombi – Diretor da ANP

Paulo Maurício Cavalcanti Gonçalves – Gerente Geral de Planejamento do Downstream da Petrobras

ENCERRAMENTO

Prof. Luiz Pinguelli Rosa – Diretor da COPPE – UFRJ

INFORMAÇÕES PARA INSCRIÇÕES: 0800 11 34 15 – IVONE RODRIGUES

Risco em Alto-Mar: Os Perigos da Exploração *Offshore*

André Canelas
IE-UFRJ / bolsista ANP

Leandro dos Reis Araújo
IE-UFRJ / bolsista Infopetro

Rafael R. Pertusier
Mestrando IE-UFRJ / bolsista Infopetro

O adernamento da P-34, no mês passado, apenas 20 meses depois do desastre da P-36, erigiu a debate questões concernentes à segurança das plataformas de petróleo *offshore*. A despeito do incidente não ter resultado em maiores danos de qualquer natureza, este não foi o caso de uma série de acidentes já ocorridos, sobretudo ao longo da década de 80, que mudaram substantivamente os padrões de segurança para tais unidades produtivas. A questão do risco da atividade petrolífera em alto-mar não é nova, e este artigo buscará tratar não do transporte e distribuição de hidrocarbonetos, mas especificamente da atividade de exploração e produção *offshore*.

Na medida em que os depósitos terrestres e em águas rasas vão se exaurindo, a busca por novas reservas tem atribuído cada vez mais importância à exploração em águas profundas e ultra-profundas. Plataformas de exploração e produção têm se transformado nos instrumentos para a lavra deste petróleo, e o globo hoje conta com milhares destas estruturas distribuídas por todos os mares e oceanos. Os acidentes inevitavelmente acompanham o desenvolvimento da indústria de E&P *offshore*, sendo uma das principais fontes de impacto ambiental e acidentes de trabalho.

Um Passado de Acidentes

A indústria *offshore* nasceu no Golfo do México ainda na década de 50, e teve seu desenvolvimento impulsionado pela elevação dos preços do petróleo na década de 70. Desde então, já talhou a vida de mais de 1.300 trabalhadores em centenas de acidentes (vide tabela 1). O Mar do Norte foi cenário de alguns dos mais célebres acidentes, e serviu como laboratório para identificar os maiores riscos às instalações. Em 1980, por exemplo, a plataforma de hospedagem Alexander Keilland, depois de 40 meses em serviço, teve um colapso estrutural durante uma tempestade e simplesmente virou de cabeça para baixo, em apenas 15 minutos, matando todos os seus 123 ocupantes. Não seria o mais fatal. O histórico de acidentes naquela bacia culminou com a explosão e o in-

cêndio na plataforma Piper Alpha, em 1988, no Mar do Norte britânico, que se tornou um divisor de águas na atividade de E&P *offshore*.

Na Bacia de Campos, o pior acidente até hoje foi a explosão seguida de incêndio na plataforma fixa de produção de Anchova, então o maior produtor de petróleo da Petrobras, em agosto de 1984. As 34 mortes foram resultado de pânico e da falha de uma baleeira (barco salva-vidas). Quatro anos mais tarde, em 1988, um novo incêndio na plataforma, que durou 16 dias, a destruiria quase por inteiro, desta vez, porém, felizmente, sem mortos ou feridos.

Tabela 2: Principais Acidentes em Plataformas nos Últimos 25 anos

Abril 1976	13 mortos com o naufrágio da Ocean Express, após violenta tempestade no Golfo do México.
Novembro 1979	79 mortos com o naufrágio da Bohai-2, no nordeste da China, durante rebocagem.
Março 1980	123 mortos com a rotação (em função de falha estrutural) da plataforma Alexander Keilland, durante tempestade no Mar do Norte norueguês. (sem sobreviventes)
Outubro 1981	81 mortes com o afundamento do navio de perfuração United States, no Mar do Sul da China
Setembro 1982	84 mortos com o naufrágio da Ocean Ranger, ao largo da Terra Nova, em violenta tempestade. (sem sobreviventes)
Agosto 1984	37 mortos com o incêndio da plataforma do campo de Anchova, da Petrobras, na Bacia de Campos.
Julho 1988	167 mortos com a explosão e incêndio na plataforma Piper Alpha, no Mar do Norte britânico.
Janeiro 1995	13 mortos com a explosão de uma plataforma da Mobil na costa da Nigéria
Março 2001	11 mortos em explosão na plataforma P-36, da Petrobras, seguida de afundamento.

Fonte: Infopetro

A plataforma marítima é um ambiente hostil de trabalho. As causas, escalas e a severidade dos acidentes são extremamente variáveis, e dependem de uma combinação de fatores técnicos, tecnológicos e mesmo naturais. Até certo ponto, as condições de cada acidente se desdobram de acordo com um cenário único. As causas mais frequentes são falhas de equipamento, erros humanos e impactos naturais (atividade sísmica, tempestades, icebergs, etc). Ainda que a identificação do tipo de acidente seja trivial, o diagnóstico de suas causas nem sempre é fácil.

Tabela 3: Principais Tipos de Acidente, 1980-1997, por 1.000 unidades-ano

Tipo de Acidente	Tipo de Unidade	
	Móvel	Fixa
Dano Estrutural	17,09	0,57
Acidente com Poço	14,01	1,28
Incêndio	13,02	7,30
Contato com outra Estrutura	11,53	0,45
Posicionamento	11,53	-
<i>Blowout</i>	10,73	0,88
Derramamento	9,44	9,33
Falha de Ancoragem	8,35	-
Queda de Carga	8,05	1,07
Adernamento	5,86	0,07
Acidente de Rebocamento	5,86	-
Naufrágio	5,56	0,45
Fundação	5,27	0,16
Acidente com Guindaste	4,07	0,64
Vazamento	3,28	0,04
Ficar à Deriva	3,18	-
Colisão	2,78	0,52
Explosão	2,78	1,39
Falha de Maquinário	1,39	-
Acidente de Helicóptero	0,60	0,13
Outros	2,48	0,54

Fonte: Det Norske Veritas (DNV)

Estudos demonstram que a incidência de acidentes que requerem cuidados médicos é bem mais alta entre trabalhadores *offshore* que entre seus colegas *onshore*. De fato, testes cognitivos

demonstram que a frequência de erros humanos e o nível de desempenho são os mesmos entre os dois grupos de trabalhadores, comprovando que o risco está no próprio ambiente de trabalho.

A crescente complexidade tecnológica dos equipamentos móveis para exploração e produção em águas cada vez mais profundas reflete um crescimento do risco de acidentes (vide tabela 2). Deve-se atentar para a possibilidade de uma maior incidência de desastres *offshore*, a despeito do melhoramento das condições de segurança, pela simples utilização de plataformas móveis mais complexas, e, em função da simultaneidade de tarefas, de difícil operacionalidade.

O Legado da Piper Alpha

No dia 6 de julho de 1988, 167 vidas, de um total de 229 pessoas a bordo, foram perdidas na plataforma Piper Alpha, Mar do Norte, no pior acidente da indústria de petróleo *offshore*. A plataforma operava havia 11 anos, produzindo através de 24 poços e interligada por oleodutos e gasodutos a outras duas plataformas.

As causas do acidente na plataforma (pertencente à Occidental Petroleum) remetem a falhas de procedimento, coordenação e comunicação. Uma falha na bomba de condensação levou o controle da plataforma a transferir o fluxo de gás ao sistema de *backup*, sem ciência de que este estava em manutenção e sem a válvula de segurança. Gás escapou pela válvula deixada aberta pelos trabalhadores, e, imediatamente, houve ignição e uma enorme explosão. Em vinte minutos, o fogo era intenso o bastante para queimar os *risers* de gás vindos das outras duas plataformas, causando uma segunda explosão e a intensificação do incêndio. As chamas atingiram mais de 100 metros e o incêndio podia ser visto de mais de 100 kms de distância.

Com o acesso às baleeiras bloqueado pelo fogo, os 62 trabalhadores que se salvaram foram os que não seguiram os procedimentos de segurança e saltaram ao mar. Os restantes 167, esperando salvamento na estrutura de alojamento, morreram sufocados por monóxido de carbono. Sem saber da gravidade da situação, o fluxo de gás dos *risers* continuou, sendo bloqueado pelas outras plataformas apenas uma hora depois da explosão inicial, mas o combustível restante nos próprios dutos e na Piper Alpha continuou a alimentar o incêndio. Em três horas, a maior parte da estrutura

havia simplesmente derretido e afundado. A plataforma de US\$ 1 bilhão fora totalmente perdida.

A morte dos 167 trabalhadores foi atribuída à falta de treinamento. Uma simulação de evacuação em escala total não era feita havia três anos. Contudo, o problema com treinamento não era a inexistência de regras, mas seu simples não-cumprimento. As paredes de contenção de fogo também não haviam sido projetadas para suportar uma explosão, e o sistema de captação de água para combate a incêndios havia sido desligado, pois as bombas de sucção d'água ofereciam risco aos mergulhadores.

O custo total, além das vidas, incluiu o pagamento de seguro à operadora e às famílias das vítimas, além de outras contas, totalizando o valor de US\$ 2,8 bilhões. Juntamente com a plataforma e seus trabalhadores, o Reino Unido perdeu aproximadamente 10% de sua capacidade de produção.

A P-36: Causas e Conseqüências

A P-36 foi entregue em 1999, tornando-se operacional em maio de 2000. Instalada a 132 kms *offshore* de Macaé, no campo gigante de Roncador, na Bacia de Santos, produzia 74 mil bpd provenientes de 21 poços submarinos, e tinha a previsão de dobrar esta cifra até 2003. Sua capacidade de processamento era de 180 mil bpd.

Na madrugada do dia 15 de março de 2001, ocorreram duas explosões causadas por um vazamento de gás e óleo, localizado no alto de uma coluna da P-36, liberado por uma válvula de controle da tubulação vinda do sistema de produção, e que deveria estar totalmente fechada. As explosões causaram alagamento gradual da parte alta da coluna, pela ruptura de várias linhas de água, e, devido à inclinação de 16 graus, deixou também expostas à entrada de água do mar escotilhas, portas, válvulas e outras aberturas existentes em operações normais, levando ao alagamento progressivo de toda a coluna e, depois, ao naufrágio, cinco dias após as explosões. Na hora do acidente havia 175 trabalhadores a bordo, dos quais 11 morreram.

A gigante P-36, símbolo de supremacia brasileira na exploração de petróleo em águas profundas, era a maior plataforma semi-submersível do mundo. A perda do equipamento estava coberta por seguro, mas não a produção. Analistas de mercado previram uma perda decor-

rente do acidente de US\$ 1 bilhão (US\$ 50 milhões por mês em perda de receita e US\$ 35 milhões por mês devido a custos adicionais com importação). O acidente com a P-36 implicou em uma perda diária de 74 mil barris de óleo, ou seja, 5,2 % da produção total, além de outros 1,3 milhões de m³ de gás.

O acidente, por ter ocorrido em uma área de baixa biodiversidade na margem continental, felizmente não provocou graves problemas ambientais. O desligamento dos poços foi o principal fator para se evitar um desastre ecológico, mas houve um vazamento de 1,2 milhões de litros de diesel e 300 mil litros de cru estocados na plataforma, que se estendeu por uma área de 60 km². A comissão de investigação da petrobras concluiu que o acidente com a P-36 resultou da combinação de uma série de fatores, sendo impossível atribuir responsabilidades. A ANP e a Marinha do Brasil chegaram a conclusões semelhantes, restando críticas de negligência por parte do CREA e de sindicatos de que, na pressa em alcançar suas metas de produção, a empresa havia encurtado o tempo de comissionamento e teria desconsiderado alertas feitos para o risco de acidente, dias antes do ocorrido.

A P-34: Fracasso ou Sucesso?

No Brasil, o mais recente dos incidentes foi o adernamento da P-34. A P-34 é uma plataforma do tipo FPSO, captando produção de oito poços do Campo de Barracuda e dois poços do Campo de Caratinga. Em operação desde 1997, a 100 kms da costa do Rio de Janeiro, tem capacidade de produção 34 mil b/d de petróleo e 195 mil metros cúbicos de gás natural. A estrutura tem valor de mercado de 200 milhões de dólares e apólice de seguro avaliada em 140 milhões de dólares. No dia 13 de outubro, uma pane elétrica levou à abertura de suas válvulas internas de isolamento de tanques, de modo que o petróleo armazenado na plataforma se deslocou para apenas um lado da plataforma, fazendo com que se inclinasse até 32°, no momento mais crítico, criando expectativas de que pudesse chegar a afundar.

De acordo com a Petrobras, apenas 2% da produção nacional de óleo foram afetadas pelo incidente. Estima-se que cada dia sem produção seja equivalente a perdas em torno de US\$ 1 milhão para a estatal. O impacto deve ser minimizado na meta de produção anual da empresa, pois é possível compensar a interrupção

momentânea com produção extra de outras plataformas.

Apesar de não ter havido nem dano ecológico via vazamento de óleo nem perda irreversível (como se deu no caso da P-36), certamente mais um evento desta natureza traz um dano à imagem da empresa, especialmente pela falta de explicações objetivas para a pane elétrica e a conseqüente abertura das válvulas de isolamento dos tanques (há dúvidas se a quantidade de óleo estocado seria suficiente para fazer o navio adernar em meia hora) e para as acusações sobre uma possível sobre-tripulação da plataforma, vindas do Sindicato dos Petroleiros do Rio (Sindipetro). Entretanto, é notável como a empresa administrou o problema, tendo sua eficiência e agilidade sido determinantes para a não ocorrência de dano maior.

A Reação da Indústria

A atividade *offshore* é intrinsecamente perigosa. A combinação de equipamentos pesados, grandes forças físicas, incertezas geológicas e um grande número de trabalhadores não é essencialmente a receita para uma atividade segura. Além disso, fatores climáticos também sempre estarão presentes, e a natureza básica da atividade de perfuração não deve se modificar substancialmente num futuro próximo. A combinação de um maquinário complexo e o comportamento humano num ambiente de confinamento impõe uma harmonia para qual qualquer transgressão é fatal. A legislação do setor tem a pretensão de proporcionar um ambiente seguro para a realização destas atividades, mas os acidentes comprovam a impossibilidade de eficácia total. Tão importante quanto as políticas preventivas, pois, são os planos de contingência.

Em geral, grandes desastres são originados por causas múltiplas que se conjugam num determinado momento. Para minimizar esse risco, todos os problemas em potencial devem ser verificados na fase de projeto e construção, na análise posterior e, por fim, na operação e manutenção. A maioria dos operadores *offshore* foca a melhoria do treinamento dos trabalhadores como meio de incrementar a segurança de suas instalações marítimas.

No Reino Unido, a Associação de Operadores *Offshore* afirma que, desde o desastre de Piper Alpha, o índice de acidentes foi reduzido em 50% e o de risco individual em mais de 70%, e que tra-

balhadores e sindicatos agora são consultados freqüentemente em questões de segurança. Ainda que o maiores benefícios tenham advindo de investimento em capital humano, cerca de 80% do custos das recomendações de mudanças na indústria incidiram sobre equipamentos.

Reforços estruturais, como novas paredes de contenção de fogo, hoje já seriam capazes de prevenir e impedir o desdobramento dos estágios iniciais do desastre de Piper Alpha. Rotas alternativas de fuga, sobre-capacidade das baleeiras e refúgios temporários mais resistentes ao fogo são algumas das inovações. E as falhas de comunicação do mesmo acidente chamaram a atenção para o problema da coordenação das centenas de trabalhos que ocorrem simultaneamente todos os dias nas plataformas. A descarga emergencial de óleo em caso de incêndios é uma das mudanças analisadas desde o fatídico incidente no Mar do Norte. O desenho da estrutura também é levado em consideração, proporcionando um maior distanciamento entre as acomodações e as áreas de processamento de hidrocarbonetos. Igualmente importante é a participação dos sindicatos na gerência do controle de riscos.

Brasil: Riscos e Desafios

No Brasil, há mais de uma centena de estruturas *offshore*, abrigando milhares de trabalhadores. Somente a Petrobras opera 93 plataformas de produção, sendo 69 fixas e 24 flutuantes.

Os recentes acidentes em suas plataformas geram um problema para a imagem da empresa. Não obstante o esforço da Petrobras em reforçar a segurança de suas instalações, demandas têm aparecido com relação aos procedimentos adotados. Além da alegação do Sindipetro de que existe sobre-tripulação em algumas plataformas, há a preocupação do número de técnicos e oficiais de náutica presentes capazes de gerenciar acidentes durante sua ocorrência.

Em especial, muitas críticas recaem sobre o fato de mais da metade da força de trabalho da Petrobras ser terceirizada. A estatal admite a dificuldade em garantir o compromisso com as regras ambientais e de segurança por parte dos serviços terceirizados, mas nega que seja determinante na origem dos acidentes. De fato, a terceirização é uma prática da atividade de exploração e produção de petróleo em todo o mundo, refletindo um caráter estrutural da própria indústria, e não deve

ser adereçado como objeto de mudança na promoção da segurança. Entretanto, é fato que os trabalhadores terceirizados não recebem o mesmo nível de treinamento do pessoal da companhia. Contratados ou não, não se discute a importância de um treinamento apropriado para qualquer trabalhador no ambiente de alto risco das plataformas marítimas.

Sem surpresa, a seqüência continuada de incidentes poderá levar a normas bem mais rígidas no Brasil nos próximos anos, em especial para concessão de licenças ambientais. Após os derramamentos de óleo em janeiro de 2000 na Baía de Guanabara e em julho do mesmo ano 2000 no Rio Iguaçu, no Paraná, por exemplo, a Petro-

bras criou centros de pesquisa de defesa ambiental espalhados pelo país e iniciou processo de obtenção de certificados de segurança internacionais para suas instalações, num investimento de US\$ 1 bilhão em excelência ambiental.

Mais duros padrões regulatórios poderiam levar a maior comprometimento com treinamento de segurança e ambiental. Entretanto, é impossível eliminar por completo a possibilidade deste tipo de acidente com o contínuo endurecimento de normas de segurança. É imperativo, portanto, que, concomitantemente à utilização de estruturas mais complexas em E&P, sejam reforçados estes procedimentos de segurança, e que as empresas estejam dispostas a ir além da legislação.

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

A Comissão Organizadora do 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás convida os pesquisadores, profissionais e estudantes ligados ao setor de petróleo e gás, a participarem deste conclave no **Centro de Convenções do Hotel Glória, Rio de Janeiro, de 15 a 18 de junho de 2003.**

O Congresso contará com sessões de conferências plenárias, sessões para apresentação de trabalhos orais e na forma de pôster. Estão previstos minicursos 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**

<http://www.ie.ufrj.br/2pdpetro/>

Gráfico 1

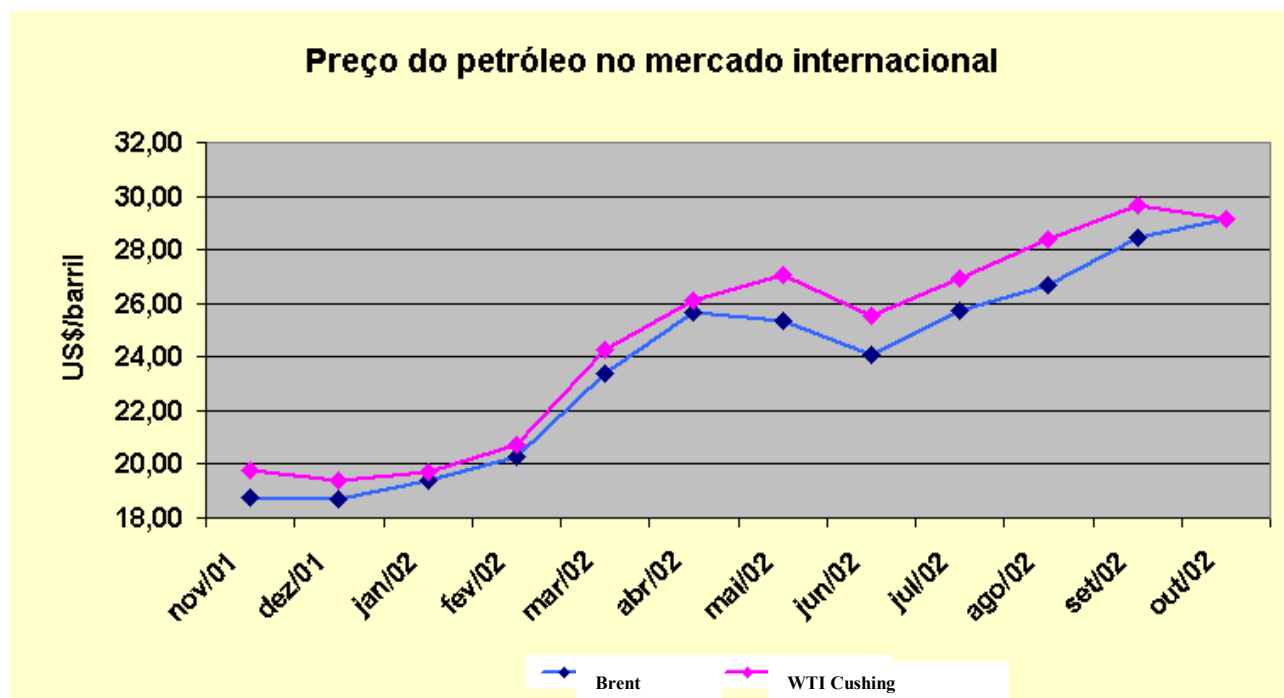


Gráfico 2

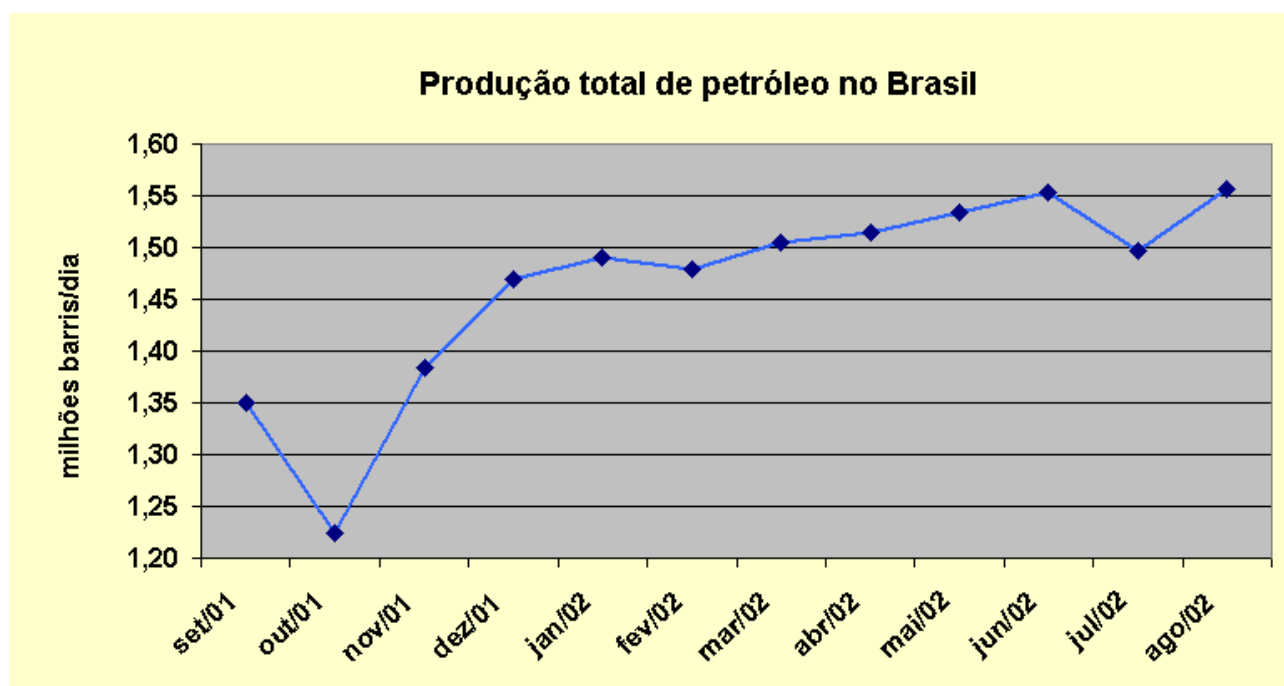


Gráfico 3

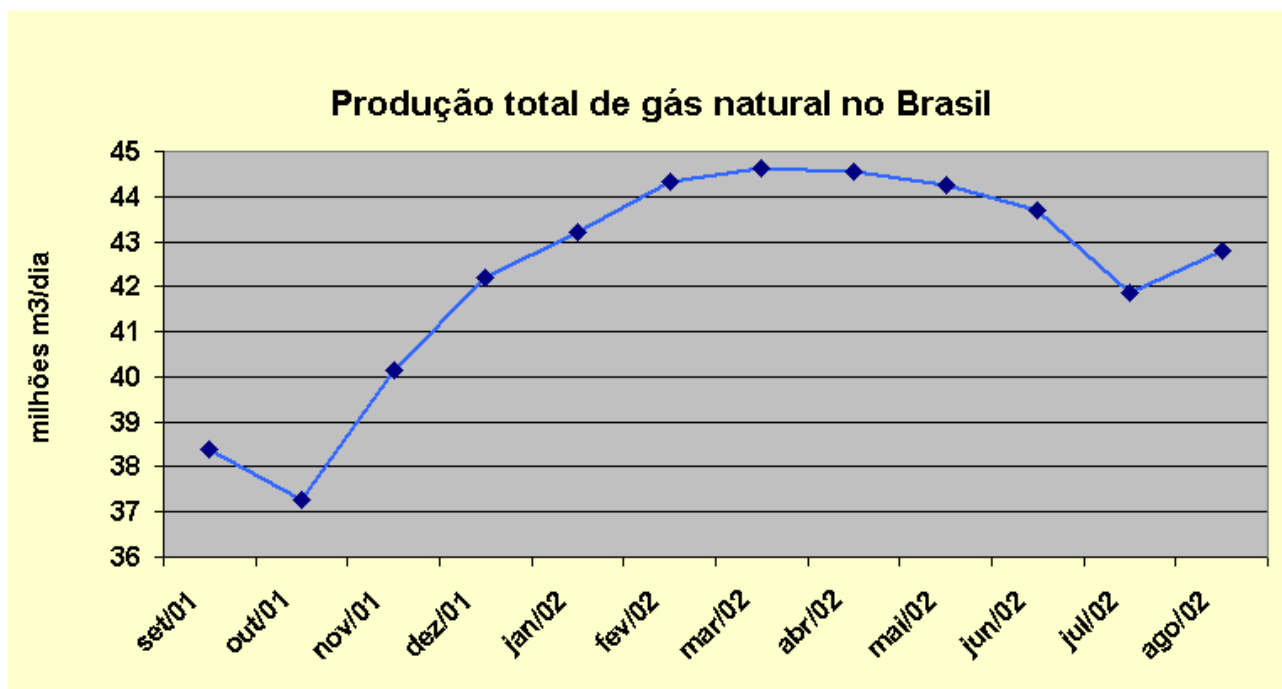


Gráfico 4

