

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise da Conjuntura das Indústrias do Petróleo e do Gás Agosto de 2001 - Ano 2 - n. 8

Grupo de Energia – Instituto de Economia - UFRJ

Apresentação

Este número do *Petróleo & Gás Brasil* traz sete artigos abordando as questões mais relevantes da conjuntura do Petróleo e do Gás no mês de agosto de 2001. A seção “Petróleo-Mercado” traz dois artigos. O primeiro analisa as devoluções dos blocos da rodada zero de licitações da ANP. Este artigo descreve os acordos firmados entre a ANP e a Petrobras na ocasião do “Round Zero” e analisa o impacto destas devoluções de blocos no portfólio de exploração das concessionárias operando no Brasil. O segundo artigo analisa a questão do licenciamento ambiental para as atividades de E&P no Brasil, apresentando as novas exigências da regulação ambiental e os impactos destas para o upstream brasileiro.

Na seção “Petróleo – Investimento” trazemos um artigo que analisa a securitização de recebíveis como fonte alternativa de financiamento para fornecedores nacionais. Este artigo analisa o impacto sobre a securitização de recebíveis da recente regulamentação pelo Conselho Monetário Nacional de fundos de investimento em direitos creditórios e de fundos de aplicação em quotas de fundos de investimento em direitos creditórios.

A seção “Petróleo-Indústria” traz dois artigos. O primeiro analisa o papel das águas profundas na evolução da indústria de petróleo mundial. A evolução da tecnologia de exploração e produção em águas profundas e a consequente abertura de novas fronteiras geológicas para a indústria do petróleo são abordadas. O artigo enfoca também o potencial geológico das principais bacias mundiais em águas profundas e analisa a competitividade das principais empresas envolvidas neste mercado. A partir desta análise, busca-se evidenciar o posi-

cionamento da Petrobras neste novo contexto do mercado mundial de petróleo. O segundo artigo apresenta a estratégia das Empresas Petróleo Ipiranga. Trata-se da maior companhia petrolífera de capital privado nacional no país. Este artigo apresenta um resumo da história do sucesso histórico da empresa e analisa o seu atual posicionamento estratégico atual para enfrentar o novo contexto do mercado petrolífero nacional.

A seção “Gás Natural-Mercado” traz um artigo que analisa as possibilidades de expansão do mercado de GNV no Brasil, a partir da difusão de inovações nas tecnologias de suprimento de gás natural aos postos GNV. O suprimento de gás natural comprimido e à granel (GNC) aos postos GNV se apresenta como uma inovação capaz de ampliar um gargalo tecnológico importante para o aumento do número de postos GNV: a insuficiência de redes de distribuição de gás natural via dutos. O artigo apresenta as empresas que oferecem atualmente tecnologia e serviços para suprimento de GNC a granel e projetos potenciais para esta tecnologia.

Finalmente, a seção “Ensaio do Mês” traz um artigo sobre a história de desenvolvimento de tecnologia e projetos para liquefação do carvão. Este artigo apresenta uma visão do desenvolvimento e do potencial das tecnologias de conversão de quí mica do carvão a partir de dois profissionais com larga experiência neste segmento de negócio. Vale lembrar que a base tecnológica desenvolvida para conversão de quí mica de carvão é a mesma que se busca aprimorar no atual esforço de inovação na tecnologia “Gas-to-liquids - GTL”.

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

NESTA EDIÇÃO

Editor Responsável

Edmar Luiz F. de Almeida

Colaboradores

Anthony Vereker
Friedrich Bogner
Fernanda Laureano
Marcus Cardoso
Rodolfo Fraenkel
Rodrigo Pedrosa
Rodrigo Valle Real
Valéria Vinhas

Contato

Tel: (21) 295-1447 (R. 221)

Fax: (21) 541-8148

e-mail: infopetro@ie.ufrj.br

Apoio

Apresentação 1

Petróleo

Mais um passo dado para a consolidação da abertura do upstream brasileiro 2

O debate em torno do licenciamento ambiental e do programa de comunicação social 4

Evolução no assunto securitização de recebíveis como fonte de financiamento de baixo custo 6

Papel das águas profundas na evolução da Indústria de Petróleo ... 8

Estratégia competitiva das empresas de petróleo Ipiranga 10

Gás Natural

Gasoduto Virtual: uma opção criativa para a expansão do GNV .. 12

Fatos marcantes do mês 13

Ensaio do mês

História da tecnologia da liquefação do carvão 15

Anexo estatístico 17

MAIS UM PASSO DADO PARA A CONSOLIDAÇÃO DA ABERTURA DO UPSTREAM BRASILEIRO

Com a devolução, neste mês de agosto, de 58 áreas exploratórias outorgadas pela ANP à Petrobras em agosto de 1998, foi dado mais um passo importante para consolidação da abertura do mercado de petróleo brasileiro. A concessão de 115 blocos à Petrobras, em 1998, ficou conhecida como o “Round Zero” das concessões da ANP, inaugurando um processo de transição para um mercado competitivo no upstream brasileiro. Em maio de 1999, a Petrobras negociou com a ANP uma prorrogação do período de exploração de parte destes blocos, desde que houvesse pelo menos uma descoberta até a data original de devolução (agosto de 2001). A empresa conseguiu uma prorrogação por dois anos além do prazo de concessão para 34 blocos (agosto de 2003), e por seis anos para outros 02 blocos (agosto 2007). Nesta negociação, a empresa devolveu integralmente à ANP 26 blocos exploratórios e parte de outros dois, ficando remanescentes 86 áreas do “Round Zero”.

Dos 86 blocos remanescentes do “Round Zero”, 50 deveriam ser obrigatoriamente devolvidos para ANP, podendo a Petrobras reter áreas nestes blocos caso houvesse descobertas. Nos casos em que houvesse sucesso exploratório, a área da descoberta que poderia ser retida pela Petrobras ficaria limitada a, no máximo, 5% do total da área do bloco. Das 58 concessões devolvidas em agosto deste ano, apenas 08 faziam parte do conjunto de 36 blocos cujos prazos de exploração foram prorrogados em 1999. Dito de outro modo, a Petrobras reteve integralmente 28 blocos dos 36 passíveis de extensão, além de outras 17 áreas parciais, das 50 não beneficiadas pela prorrogação do prazo exploratório. Existe uma significativa concentração dos blocos devolvidos nas bacias de Campos e de Tucano-Recôncavo (14 blocos). O restante dos blocos pertencem às bacias de Sergipe-Alagoas, Amazonas, Solimões, Ceará-Potiguar, Camamu-Almada, Cumuruxatiba, Espírito Santo, Foz do Amazonas e Pelotas.

O programa exploratório mínimo estabelecido para essas 58 concessões devolvidas incluía a perfuração de 112 poços, a aquisição de 132 mil km de dados sísmicos 2D e 1,7 mil km² de dados sísmicos 3D, com um investimento total de US\$ 497 milhões. Esta meta foi amplamente superada pela Petrobras. Nesse período, foram perfurados 148 poços, adquiriu-se 159 mil km de dados sísmicos 2D e 7,2 mil km² de dados sísmicos 3D,

tendo sido investidos cerca de US\$ 660 milhões. Como resultado desses investimentos, a Petrobras realizou 17 descobertas, ficando retidas as áreas correspondentes a essas descobertas, para dar continuidade aos trabalhos de avaliação das mesmas. Os volumes descobertos são de cerca de 650 milhões de barris de óleo equivalente.

Com as duas primeiras licitações da ANP (Rounds 1 e 2), a Petrobras adicionou ao seu portfólio exploratório 13 novos blocos, de forma que ao final do ano 2000, com a devolução de três blocos, e após o cumprimento do programa exploratório mínimo, possuía um total de 99 blocos exploratórios. Na Terceira Rodada de Licitações, ocorrida neste ano, a Petrobras adquiriu mais 15 concessões exploratórias. Assim com a devolução destas 58 concessões de agosto deste ano, restaram 56 blocos exploratórios no portfólio de exploração da empresa.

As devoluções destes blocos afetaram não apenas o portfólio de exploração da Petrobras, mas também de várias outras concessionárias que atuavam em parceria com a estatal. A Petrobras detinha direitos exclusivos em 43 das 58 concessões. Com a devolução dos blocos, algumas empresas deixaram de atuar no upstream brasileiro. São elas: Sipetrol, Nissho Iwai, Perez Companc, Starfish e Naftex. Algumas outras sofreram sensíveis reduções no seu portfólio de exploração: ExxonMobil, Texaco, Enterprise, Amerada Hess, Chevron, Odebrecht, BG International, Queiroz Galvão, Devon, Repsol YPF, Sotep, Tecpetrol, El Paso e Ipiranga. Algumas destas empresas manifestaram claramente um descontentamento em relação ao rigor da ANP para o cumprimento dos prazos estabelecidos no “Round Zero”. A alegação delas era de que o prazo dado pela ANP tornou-se muito curto para a execução do programa exploratório estabelecido por razões que fogem do controle das empresas, em particular, no que se refere ao licenciamento ambiental.

Apesar do desconforto gerado resta a esperança de que a atratividade do próximo round da ANP aumente com a licitação destes blocos. Vale lembrar que os blocos foram devolvidos juntamente com os dados exploratórios obtidos nas atividades de exploração conduzidas nos últimos três anos. A disponibilização destes dados nas futuras licitações da ANP poderá contribuir para aumentar a atratividade dos blocos.

BACIA	ÁREA	LOCALIZAÇÃO	OPERADOR
Almada	BALM-200	Mar	Petrobras
Amazonas	BA-2	Terra	Petrobras
Camamu	BCAM-1	Terra e Mar	Petrobras
Camamu	BCAM-2	Mar	EIPaso
Camamu	BCAM-40	Mar	Petrobras
Camamu	BCAM-100	Mar	Petrobras
Campos	BC-14	Mar	Petrobras
Campos	BC-15	Mar	Petrobras
Campos	BC-200A	Mar	Petrobras
Campos	BC-3	Mar	Petrobras
Campos	BC-4	Mar	Texaco
Campos	BC-7	Mar	Queiroz Galvão
Campos	BC-40	Mar	Petrobras
Ceará	BCE-6	Mar	Petrobras
Ceará	BCE-8	Mar	Petrobras
Ceará	BCE-9	Mar	Petrobras
Cumuruxatiba	BCUM-1	Mar	Petrobras
Cumuruxatiba	BCUM-20	Mar	Petrobras
Cumuruxatiba	BCUM-50	Mar	Petrobras
Cumuruxatiba	BCUM-100	Mar	Petrobras
Espírito Santo	BCED	Terra	Petrobras
Espírito Santo	BE-49	Mar	Petrobras
Espírito Santo	BFRD	Mar	Petrobras
Espírito Santo	BREG	Terra	Petrobras
Foz do Amazonas	BFZ-1	Mar	Esso
Mucuri	BMUC	Mar	Petrobras
Pelotas	BP-1	Mar	Petrobras
Potiguar	BCE-2	Mar	Petrobras
Potiguar	BCE-5	Mar	Petrobras
Potiguar	BPOT-1	Mar	Petrobras
Potiguar	BPOT-10	Mar	Petrobras
Potiguar	BPOT-100	Mar	Petrobras
Potiguar	BPOT-100A	Mar	Petrobras
Potiguar	BPOT-2	Mar	Devon
Potiguar	BPOT-3	Terra	Tecpetrol
Potiguar	BPOT-4	Terra	Petrobras
Potiguar	BPOT-5	Terra	Petrobras
Potiguar	BPOT-6	Terra	Petrobras
Recôncavo	BREC-10	Terra	Petrobras
Recôncavo	BREC-11	Terra	Petrobras

Colaboraram

Edmar de Almeida – Professor IE/UFRJ

Rodrigo Pedrosa – Mestrando IE/UFRJ

O DEBATE EM TORNO DO LICENCIAMENTO AMBIENTAL E DO PROGRAMA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL

Não foi por acaso que a Revista Upstream, uma das mais prestigiadas do setor de óleo e gás, publicou com destaque na edição de junho de 2001 uma entrevista com a Chefe do Escritório de Licenciamento das Atividades de Petróleo e Nuclear do IBAMA, Thelma Malheiros, a quem chamou de “the Iron Maiden”.

Na unidade do Rio, onde são analisados os processos relativos à licença ambiental, a “legalista” Thelma, como ela mesma se define na reportagem, é a responsável pela aprovação final da concessão da licença. Entre outras inovações, a ela é atribuída a inclusão da exigência da licença ambiental, na fase sísmica, por parte das empresas-operadoras dos blocos licitados. Do chamado Relatório de Controle Ambiental (RCA) deve constar um extenso estudo de impacto ambiental e as respectivas medidas mitigadoras, além de um programa especificamente voltado à consulta e à comunicação com os segmentos sociais, direta e indiretamente, interessados na operação de perfuração *off-shore*, particularmente o setor pesqueiro.

A principal diferença entre o Programa de Comunicação Social do RCA e o EIA-RIMA é que no primeiro não há a exigência de audiência pública. De resto, o rigor com a procedência científica das informações e a abrangência pretendida na definição da área de influência do bloco são os mesmos. Por área de influência, o IBAMA entende a extensão da área potencialmente atingida pela mancha de óleo, em caso de vazamento. Por conseguinte, entende que os grupos de interesse nela localizados devem ser não apenas notificados sobre a operação em curso, e sobre as medidas mitigadoras propostas pela empresa, mas devem também ser consultados sobre a necessidade de esclarecimentos relacionados às rotinas e ao cronograma das operações sísmicas.

Antes desta exigência, apenas a Capitania dos Portos, responsável por comunicar aos navios de pesca a presença da plataforma e dos barcos de transporte, e o órgão público afeto à exploração *off-shore*, tomavam conhecimento da perfuração. Hoje, um bloco localizado na Foz do Amazonas, por exemplo tem a área de influência, conforme desenhada por simulações, estendidas por todo o litoral Norte, podendo atingir até a Guiana Francesa. Portanto, de acordo com a legislação, todas as prefeituras e todas as colônias de pescadores si-

tuadas ao longo desta costa deveriam ser contatadas pela empresa, e este contato deveria ser devidamente registrado e comprovado para verificação do IBAMA

Não é surpresa que as empresas reagem muito mal à esta exigência, alegando que na fase sísmica a probabilidade de impacto é quase igual a zero, não se justificando tão abrangente mapeamento. Contudo, mesmo questionando o rigor das regras, insistem que cumprem-nas rigorosamente, culpam o IBAMA – que, como todo órgão público, carrega o estigma de ser ineficiente – pelo atraso na conclusão das operações de perfuração. A principal queixa dos executivos diz respeito à lentidão com que o órgão analisa os relatórios, não havendo tempo suficiente para a empresa providenciar informações e esclarecimentos adicionais solicitados no parecer do técnico. Resultado: a autorização da licença de perfuração atrasa. Em muitos casos, a licença sai depois da chegada da plataforma ou do navio-sonda, que tem os seus próprios, e igualmente imprevisíveis, ritmo e calendário.

Acontece, ainda, com frequência, do prazo da ANP expirar antes da obtenção do *permit* do Ibama. Considerando que o custo/dia da plataforma pode chegar a US\$ 250 mil, cada dia sem perfurar é motivo de desespero para os gerentes da área ambiental e para as empresas de consultoria responsáveis pela elaboração do RCA. Estima-se que seis empresas que tiveram suas operações suspensas amargaram, juntas, uma perda estimada em US\$ 300 milhões, segundo informação da mesma Upstream.

O fato é que a maioria das empresas ainda não aceitou as mudanças nas regras do jogo, e não está se preparando para adaptar-se a elas. Embora cientes desde o início do processo licitatório de que o Ibama passaria a exigir RCA na fase sísmica, continuaram olhando, primeiramente, para o calendário das plataformas milionárias. Por outro lado, algumas empresas subestimaram o rigor do órgão regulador na cobrança do programa de comunicação social, dedicando a maior parte do tempo e dos recursos aos diagnósticos geofísicos. Resultado: elas foram surpreendidas pela recusa do IBAMA ao projeto de consulta aos grupos de interesse, que teve que ser refeito.

Do lado da empresa, as regras do jogo no Bra-

sil não estão, de fato, suficientemente claras, e os órgãos reguladores, a ANP e o IBAMA, não se entendem em relação aos prazos e ao grau de flexibilidade pode ser aplicado em cada caso. O tempo gasto pelo Ibama para analisar os relatórios e por conceder a licença não coincide com os prazos apertados da ANP, em grande medida porque o órgão fiscalizador não tem recursos suficientes nem quadros apropriados para acelerar este processo.

Deste contexto de regras oficiais pouco claras, por um lado, e de comportamento empresarial refratário, por outro, resultou uma seleção entre as empresas licitadas que preocupa os analistas, mas que pode ser benéfica para as próximas rodadas. Algumas empresas devolveram blocos, outras pediram prorrogação, e mesmo estas tendo conseguido, criticaram o sistema regulador brasileiro. Logo, o debate tende a se intensificar, o que é muito saudável, pois não há mais espaço no mundo e, felizmente, também no Brasil, para se negociar migalhas em questões relacionadas ao meio ambiente.

O cumprimento estrito da legislação ambiental é de interesse dos *players* (ANP, IBAMA, e empresas), mas, principalmente, da sociedade, a quem, ao fim e ao cabo, todos devem prestar contas. Assim, convém que os representantes autorizados dessas organizações sentem-se à mesa e enfrentem a questão negociando a compatibilização de prazos e os procedimentos técnicos e científicos necessários e, por quem não, o aspecto ético que se impõe àqueles que concentram mais responsabilidade na prevenção de desastres ambientais.

Sendo um player-chave neste jogo, sobretudo na posição de porta-voz dos interesses coletivos, o IBAMA deve estar equipado com instrumentos e recursos humanos de excelência, que o capacitem a cumprir da forma mais plena e profissional possível o seu papel.

Colaborou

Valéria Vinhas
Professora IE- UFRJ

EVOLUÇÃO NO ASSUNTO SECURITIZAÇÃO DE RECEBÍVEIS COMO FONTE DE FINANCIAMENTO DE BAIXO CUSTO

Na edição anterior do boletim Petróleo & Gás Brasil, evidenciamos o processo de expansão do setor petróleo e gás, decorrente da flexibilização do monopólio estatal para a exploração e produção de petróleo, e o conseqüente aumento do nível de investimento das empresas para atender à crescente demanda por bens e serviços e para investir em novas tecnologias. Apresentamos, também, uma iniciativa da Organização Nacional da Indústria do Petróleo – ONIP na busca de fontes alternativas de financiamento para fornecedores do setor, através de securitização de recebíveis de companhias de petróleo.

Na operação apresentada, os ativos a serem securitizados seriam os recebíveis de contratos de fornecedores contra companhias de petróleo. Tais recebíveis seriam cedidos a uma companhia securitizadora, organizada sob a forma de uma sociedade de propósito específico – SPE, que emitiria títulos no mercado de capitais e utilizaria os recursos para adquirir os ativos cedidos. Os compromissos da dívida contraída pela SPE seriam quitados com os recursos provenientes do fluxo de recebíveis, à medida que se concretizassem no tempo.

No entanto, o Conselho Monetário Nacional (CMN) deverá aprovar, na sua próxima reunião, a regulamentação de fundos de investimento em direitos creditórios e de fundos de aplicação em quotas de fundos de investimento em direitos creditórios, o que facilitará ainda mais a securitização de recebíveis. Assim sendo, esta operação poderá ser estruturada utilizando fundos de investimento ao invés de companhias securitizadoras, reduzindo ainda mais o custo do *funding* para as empresas participantes.

Os fundos de recebíveis ou de investimentos em direitos creditórios, são carteiras que aplicarão em títulos lastreados por certificados de crédito, a exemplo de carteiras de fatura de cartões de crédito, contratos de financiamento de imóveis, crédito ao consumidor ou títulos representativos dessas carteiras.

Essa nova estrutura de securitização apresenta vantagens substanciais em relação ao modelo tradicional, uma vez que os fundos de investimento, ao contrário das companhias securitizadoras, são isentos da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS, da Contribuição para o PIS e especialmente da Contribuição

Provisória sobre Movimentação Financeira – CPMF. Além disso, essas companhias incorrem em custos operacionais substanciais para evitar a múltipla incidência de CPMF, utilizando contratos já securitizados para pagar novos créditos.

De acordo com a regulamentação do fundo, entidades de previdência complementar, sociedades seguradoras e sociedades de capitalização podem aplicar recursos nos fundos de investimento em direitos creditórios. Esses investidores privados, no Brasil, administram juntos aproximadamente R\$ 300 bilhões e tem demonstrado um grande interesse por papéis privados visando diversificar suas carteiras de investimento. Segundo estimativas do mercado, tais investidores exigiriam um retorno de aproximadamente CDI (Certificado de Depósito Interbancário) + 0,3% ao ano, para investir em fundos de investimento de direitos creditórios de companhias de petróleo.

Em um cenário econômico estável, seria possível viabilizar investimentos no fundo a taxas pré-fixadas de até dois anos, lembrando que o mercado de *Swap* de Taxas de Juros (significa permuta e designa o processo de crédito recíproco ou empréstimos recíprocos com indexadores diferentes) possui liquidez suficiente para fazer *hedge* (proteção) CDI x Pré.

Pode-se imaginar que, pelas condições de mercado, os primeiros ativos a serem securitizados seriam recebíveis por contratos de fornecedores contra a Petrobras já executados, de curto prazo. Em um segundo momento, serão feitas operações de securitização de contratos não executados ou não-performados, o que é mais complexo, sendo necessário homogeneizar os contratos de fornecimento para as companhias de petróleo e a contratação de *performance bonds* (seguro garantia), para garantir aos investidores a certeza de que os contratos serão cumpridos dentro dos prazos previstos. Esta modalidade é atraente, principalmente para as médias e grandes empresas, podendo tornar-se uma fonte importante de financiamento de longo prazo, em função dos seus baixos custos.

À semelhança do modelo de securitização tradicional, os recebíveis seriam segregados no fundo de investimento e a operação não seria registrada nos balanços das empresas, preservando os níveis de endividamento e permitindo uma maior alavancagem. Para compatibilizar o fluxo

de pagamento dos recebíveis ao fluxo da securitização, os recebíveis devem ser retidos em uma conta caução, que deverá acumular os valores necessários para saldar o serviço da dívida do período. As empresas poderão então obter um financiamento de longo prazo, desde que tenham um fluxo constante de recebíveis para substituir os originais, à medida em que venham vencendo.

A criação dessa nova modalidade de fundo de investimento representa mais uma iniciativa do Banco Central para tentar estimular o mercado de crédito e aumentar o giro de recursos no sistema financeiro.

Em resumo, as operações de securitização de recebíveis possuem grandes atrativos, devido ao seu baixo custo, especialmente para as empresas nacionais, que não têm acesso ao mercado internacional ou que não desejam incorrer no risco cambial.

Rodolfo Fraenkel
ONIP

PAPEL DAS ÁGUAS PROFUNDAS NA EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO MUNDIAL

A contínua evolução das tecnologias de exploração e produção, bem como algumas práticas mais modernas de gestão, com impactos extremamente importantes sobre os custos, e a natural reposta aos preços elevados, repercutindo em maior esforço exploratório, leva-nos a acreditar que, a exemplo destes cinco anos passados, as águas profundas continuarão tendo um papel central para o crescimento da indústria de Petróleo Mundial - IPM.

Algumas evidências confirmam este fato: i) a quebra sucessiva dos recordes de produção, nos últimos anos, em águas cada vez mais profundas; ii) a diminuição do tempo necessário para o “primeiro” óleo (Marlim Sul, por exemplo, produziu seu primeiro óleo menos de um ano após sua descoberta); este com forte influência na indústria devido ao impacto sobre o fluxo de caixa das empresas; iii) o desenvolvimento de novas “técnicas” de gestão de projetos (*project management*); e iv) a sensível diminuição dos custos de desenvolvimento. O aquecimento das atividades de exploração em águas profundas em resposta à elevação recente dos preços foi confirmada em recente edição do Petroleum Intelligence Weekly (PIW- 14/05/01) onde indiciou-se a escassez de sondas de perfuração em águas profundas.

As três principais fronteiras do offshore mundial (África, Brasil e Golfo do México) têm grandes perspectivas para os próximos anos. A África, atualmente, produz 8 MM b/d, e espera-se que a sua produção no ano que vem seja de 8,6 MM b/d e aumente para 9,3 MM b/d em 2003. A Costa Oeste deverá ser responsável por 95% deste aumento.

No Brasil, conforme foi indicado em seu Plano Estratégico, a Petrobras espera que, em 2005, a produção nacional seja de aproximadamente 1,9 MM b/d, contra 1,32 b/d atuais. A produção offshore será principal responsável por este crescimento. Atualmente, cerca de 60% da produção nacional provêm de águas profundas e aproximadamente 75%, das reservas provadas nacionais estão localizadas em águas profundas e ultraprofundas.

A situação no Golfo do México demonstra também boas perspectivas. Após ter sido considerada um “dead sea”, no início dos anos 90, a partir de meados da década de 90, as crescentes desco-

bertas de petróleo em águas profundas, tornaram-no “*a world class hydrocarbon province*”. Em recente relatório, o “US Mineral Management Service - MMS” está prevendo que a produção de águas profundas sairá dos atuais 740 mil b/d (ano 2000), para 900.000 b/d em 2005, indicando ainda a possibilidade da produção alcançar 1,3 MM b/d no mais favorável cenário. Espera-se que 65% da produção de óleo venha de campos localizados em águas profundas. O relatório do MMS indica as águas profundas do Golfo como uma das mais promissoras oportunidades de E&P nos EUA, com a expectativa de estabelecerem-se como a principal região produtora do País

Estão previstos investimentos na ordem de US\$ 20 a 35 bilhões de dólares em *deepwaters* para os próximos 5 anos, dos quais 85% serão direcionados para as três principais fronteiras, o “*golden triangle*”, refletindo as expectativas dos principais agentes quanto as oportunidades existentes na nova fronteira em águas ultraprofundas. A Petrobras se apresenta ao mercado como uma empresa especialista em águas profundas e apóia-se nesta competência para garantir sua competitividade no mercado nacional e com a sua internacionalização no “upstream”. A empresa conta com um expressivo investimento em E&P, aproximadamente US\$ 18 bilhões, dos quais grande parte direcionados para projetos em águas profundas.

Os principais *players* na exploração em águas profundas são os mesmos que, há algumas décadas, primeiro se aventuraram nesta tecnologia. A B P, por exemplo, espera que, da produção adicional de 1,3 MM b/d prevista para 2005, 500 mil venham da águas profundas. A Shell espera igualmente que as águas profundas contribua com 300 000 b/d do incremento de 1 milhão previsto para 2005. Este número para a Petrobras é ainda mais impressionante. A empresa estima um incremento próximo de 550 mil b/d de sua produção em 2005, elevando a participação da produção em águas profundas no Brasil para 75%. Este incremento será viabilizado pelos projetos de Marlim, Marlim Sul, Marlim Leste, Albacora, Albacora Leste, Roncador, Barracuda/Caratinga, Espadarte e Bijupirá/Salema. Além disso, espera-se que aproximadamente 60% das novas descobertas ocorram em águas profundas e ultraprofundas.

O desenvolvimento e aplicação das tecnologi-

as de exploração e produção em águas profundas, representam atualmente um dos principais fatores de competitividade na IPM. Foi este desenvolvimento que permitiu que as grandes empresas de petróleo recomporem suas reservas de forma competitiva, diminuindo a vulnerabilidade destas empresas frente aos países da OPEP. As águas profundas abrem uma nova gama de possibilidades de expansão das atividades de E&P em novas fronteiras e prolongam a vida econômica de zonas maduras. A recém divulgada descoberta de um campo de petróleo no Mar do Norte no Reino Unido, a maior desde o início da década de 90, é um exemplo deste prolongamento.

Colaboraram

Rodrigo Pedrosa - Mestrando IE-UFRJ
Rodrigo Valle Real – Bolsista ANP-PRH21

PARA RECEBER O “PETRÓLEO E GÁS BRASIL”

Se você ainda não está cadastrado no Infopetro e deseja receber o “Petróleo & Gás Brasil” via e-mail, basta enviar um e-mail para infopetro@ie.ufrj.br com as seguintes informações:

Nome
Empresa
Função
E-mail

A distribuição é **gratuita**. Os boletins estão disponíveis via internet nos sites www.ie.ufrj.br/infopetro e www.onip.org.br

ESTRATÉGIA COMPETITIVA DAS EMPRESAS DE PETRÓLEO IPIRANGA

A história das Empresas Petróleo Ipiranga é parte importante da própria história da indústria petrolífera brasileira. Fundada em 1937, a Refinaria Ipiranga foi o primeiro passo para o nascimento e construção de um complexo empresarial que constitui-se hoje em um marco para a iniciativa privada no Brasil. O primeiro posto de serviços com a bandeira Ipiranga foi inaugurado em 1938. Adotando um novo e ousado conceito empresarial, construído a partir da idéia do desafio à concorrência das multinacionais, a companhia não apenas chegou ao mercado como conquistou de forma definitiva um novo segmento para o setor de combustíveis: a distribuição. Com o estabelecimento da lei de nacionalização do petróleo, sancionada pelo presidente Getúlio Vargas, em 1953, e que delegava as atividades de exploração, produção e importação exclusivamente à Petrobras, a Refinaria Ipiranga sentiu-se limitada em suas atividades, mas já tinha então criado a infra-estrutura necessária para crescer e impor-se no segmento da distribuição, o que certamente lhe abriu as portas para a história de sucessos e realizações que tem marcado a trajetória da companhia no país.

Hoje, as Empresas Petróleo Ipiranga desenvolvem atividades nos mais variados setores da indústria petrolífera. A Ipiranga se destaca do refino à distribuição de combustíveis, da indústria petroquímica à produção de asfalto e fabricação de óleos especiais. Com uma expressiva participação no segmento de distribuição de combustíveis, que representa hoje 78% do faturamento bruto da companhia, avaliado em US\$ 6,2 bilhões, a Empresas Petróleo Ipiranga segue acreditando em sua missão de servir bem, ampliando suas áreas de atuação, sem, no entanto, perder o foco do que constitui seu maior potencial: o mercado de distribuição, com 72% do lucro líquido total da empresa de US\$ 69,7 milhões.

O Grupo Ipiranga atende a 23,5 % do mercado brasileiro de combustíveis (gasolina, diesel e álcool). Destes, 3,98% são atendidos pela Distribuidora de Produtos de Petróleo Ipiranga (DPPI), que atua no Rio Grande do Sul e Oeste e Sul de Santa Catarina. A Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga (CBPI) atende 19,58% do mercado nacional atuando em todas as regiões do país a exceção dos estados do Piauí, Amapá, Roraima,

Acre, e nas áreas de atuação da DPPI.

Atuando no setor petroquímico de forma integrada, através da Ipiranga Petroquímica, da Companhia Petroquímica do Sul, Copesul, da Ipiranga Comercial Química e da Empresa Carioca de Produtos Químicos, a Petróleo Ipiranga está presente em todas as etapas do processo petroquímico, desde a produção até a comercialização de produtos.

Instalada no Rio Grande do Sul (RS), a Refinaria Ipiranga marca a presença do Grupo Ipiranga no *downstream*. Em 2000, a produção da refinaria alcançou 12 900 barris por dia, representando uma evolução de 7% em relação ao ano anterior. Este crescimento foi possível devido a seleção apropriada da matéria prima utilizada, garantindo melhor aproveitamento das unidades de processo, bem como a maximização de produtos de maior valor agregado.

No segmento da produção de asfalto, a empresa também tem alcançado excelentes resultados. Existem hoje treze unidades industriais da Ipiranga Asfaltos em pleno funcionamento, atuando em todo o território nacional e mercado altamente disputado. Em 2000, fruto da preocupação da empresa em atender de forma qualitativa e diferenciada os mais altos padrões de desempenho exigidos pelo setor rodoviário, a Ipiranga Asfaltos conquistou um *market share* de 22,5% do mercado nacional, e com um faturamento bruto da ordem de R\$205 milhões.

O gás natural tem conquistado cada vez mais importância na matriz energética brasileira. Sendo 70% mais econômico do que a gasolina comum, o gás natural possui hoje um grande potencial de mercado. Sempre dentro do conceito de prospecção de novos negócios, a Ipiranga foi pioneira nos estudos e operação do primeiro posto de GNV no Brasil. No ano de 2000, a companhia inaugurou cinco novos postos, perfazendo um total de 22 postos localizados nos estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro, sendo neste último o líder do mercado. Para o ano de 2001 a empresa espera inaugurar 30 novos postos de abastecimento de GNV.

A diversificação tem caracterizado a atuação da Ipiranga no mercado energético nacional, que hoje mantém atividades também no segmento de *upstream*, com as unidades de Camamu e B-Rec-

1, ambos na Bahia. No segmento de transporte de gás, a companhia presta serviços através da TSB; e na geração termelétrica, através da Termogaúcha.

O campo de Camamú foi o segundo projeto de perfuração no Brasil a receber licença ambiental do IBAMA, tendo iniciado suas atividades em fevereiro de 2001. Com 20% de participação no projeto, a Ipiranga tem como sócios em Camamú a Coastal (40%) e a Petrobrás(40%). As reservas comprovadas deste bloco correspondem a 21 milhões de barris de petróleo e 4.700 milhões de m³ de gás natural. O investimento total previsto para o projeto é de cerca de US\$ 93.1 milhões.

Já a unidade de Bloco B-Rec -1, situado na Bacia do Recôncavo, foi adquirido na segunda rodada de licitação promovida pela ANP, através do consórcio Ipiranga (40%) e Queiroz Galvão (60%- operador). Em janeiro deste ano os trabalhos de levantamento sísmico 3D foram iniciados, visando à coleta de informações mais detalhadas sobre o potencial efetivo do campo e ao direcionamento das perfurações.

Dentro do programa de novos negócios da Ipiranga, a Termogaúcha – Usina Termelétrica S.A. -, foi formada através de uma sociedade entre a Ipiranga (26%), a Petrobrás (25%), a Repsol-YPF (26%) e a CEEE (23%). A unidade tem como objetivo específico a construção e a operação de uma planta com capacidade para 500 MW (projeto para 1000MW) que deverá ser edificada no Pólo Petroquímico do Sul, e com investimento previsto de US\$ 280 milhões. Este projeto está incluído no Programa Prioritário de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia. O início de operação está previsto para outubro de 2003 e o gás consumido pela Termogaúcha será transportado pelo gasoduto Uruguaiana - Porto Alegre da TSB.

Já a Transportadora Sulbrasileria de Gás (TSB), empresa coligada da Ipiranga para a execução do gasoduto Uruguaiana - Porto Alegre, iniciou as operações da fase 1 do seu projeto, que tem por finalidade abastecer com gás natural a usina termelétrica de Uruguaiana e também fornecer gás para a Copesul, visando a movimentação de uma turbina de 42MW de potência. A fase 2 do projeto, que contempla a ligação de Uruguaiana ao Pólo Petroquímico do Sul, completa o investimento previsto em US\$ 291 milhões. O consórcio é composto pela Gaspetro com 25%, Ipiranga, Repsol-YPF, Total Techint e Transcanda, com 15% cada.

O ano de 1995 marcou o início da tramitação no Congresso brasileiro da chamada Lei do Petrô-

leo, que determinou a abertura gradual do mercado de petróleo e seus derivados. A Ipiranga, que desde o governo de Vargas estava limitada a trabalhar sob o monopólio da Petrobrás, se estruturou também para operar com o mercado aberto de petróleo e derivados.

A desregulamentação do setor petrolífero, em 1997, trouxe uma nova realidade para o país, forçando uma rápida adaptação das empresas do setor. Segundo a lei, as operações estariam liberadas até agosto de 2000, ou seja, a Petrobrás deixaria de ser a única fornecedora de petróleo e derivados.

Para enfrentar o novo contexto de negócios na indústria petrolífera brasileira, a Ipiranga criou a divisão de *Trading*. Com o objetivo de desenvolver uma capacitação na área, a Ipiranga alocou recursos humanos próprios e contratou profissionais experientes para mesclar a cultura da empresa às práticas do mercado internacional.

Apesar do adiamento da abertura para janeiro de 2002, a Ipiranga estará pronta para negociar a compra de produtos fundamentais para o seu negócio, como a gasolina e o diesel.. No momento, a área está atuando como supply trader, negociando o suprimento de petróleo para a Refinaria Ipiranga e de óleos básicos para seu negócio de lubrificantes.

Colaborou – Fernanda Laureano
Aluna IE-UFRJ – Ex-bolsista ANP/PRH21

GASODUTO VIRTUAL: UMA OPÇÃO CRIATIVA PARA A EXPANSÃO DO GNV

O mercado de GNV brasileiro vem apresentando crescimento contínuo e sólido desde sua implementação no país, especialmente após o ano de 1996 quando o Decreto Presidencial n. 1787 autorizou a utilização do gás natural como combustível para qualquer veículo. Verificado o seu crescimento, existe, no entanto, uma grande demanda ainda não atendida em função da insuficiência de infraestrutura para abastecimento dos veículos, o que pode ser facilmente verificada nas longas filas de táxis, kombis e vans nos postos de GNV.

O problema das filas resulta da forma habitual em que o gás natural é fornecido aos postos, via dutos. Esta opção tecnológica encontra dificuldades econômicas importantes para suprir áreas de demandas pequena e média. Atualmente, para abastecer o mercado GNV, os postos devem estar localizados próximos a um gasoduto. Com o objetivo de resolver este gargalo do mercado algumas empresas buscam desenvolver uma nova opção tecnológica: o fornecimento de gás natural para os postos GNV através do Gás Natural Comprimido – (GNC) à granel. A solução é ampliar o número de postos GNV no mercado brasileiro, levando-se o GNV também aonde não existem gasodutos de distribuição.

A Neogas, uma subsidiária da NEOppg, com sede em Houston – EUA, é uma das empresas que se apresentam neste segmento de mercado. Esta empresa inovou, para a ampliação do gargalo tecnológico mais importante do transporte de GNC a granel, a transferência do GNC em cilindros de caminhão para os reservatórios do posto GNV. A tecnologia desenvolvida pela empresa permite a transferência de 100% do volume do GNC do cilindro do caminhão para os cilindros do posto. Na tecnologia tradicional, esta transferência não ultrapassa 80%. A tecnologia da Neogas permite a transferência de um reservatório para outro graças à pressão exercida por fluido hidráulico, alimentado por um pequeno compressor, evitando-se assim que o caminhão tenha que retornar à base para a compressão com gás residual.

Outra vantagem importante é a economia do tempo gasto para o abastecimento dos veículos com a tecnologia de transferência Neogas. O tempo de abastecimento do tanque de uma caminhonete, por exemplo, não ultrapassa 45 segundos e o de um ônibus com 406 litros de GNC se realiza em

aproximadamente 5,5 minutos. A Neogas pretende inaugurar esta inovação tecnológica no Brasil, a partir de uma negociação com British Gas para formar uma parceria para distribuir GNC a granel no interior de São Paulo.

Uma outra empresa que desenvolveu uma tecnologia inovadora ligada ao mercado de GNC a granel foi a Galileo S.A. Esta empresa está sediada na Argentina, o maior mercado GNV do mundo, e oferece uma tecnologia que permite transportar o gás por caminhão em módulos com capacidade para 1500 m³ cada. São os módulos MAT, especialmente desenvolvidos para suportar pressões de até 250 bars. Os MAT são recipientes compostos por um conjunto de 42 cilindros de pequeno porte. Os cilindros de menor porte possuem uma melhor relação peso/capacidade de transporte, quando comparado aos grandes cilindros em aço. Os pequenos cilindros são capazes de suportar uma pressão mais elevada e, portanto, resultam numa melhor relação peso/capacidade.

A grande vantagem deste módulo é o fato do gás ser transferido diretamente para os cilindros dos veículos. Estes módulos são deixados no posto GNV, até o seu esvaziamento, quando são trocados por outro carregado. Desta forma, esta tecnologia permite economizar a operação de transferência do gás para o reservatório do posto GNV.

É importante ressaltar que esta forma de fornecimento de gás natural não representa uma tentativa de substituir o abastecimento do gás por dutos. Este mecanismo tem a ambição única de complementar o abastecimento realizado por dutos. Uma vez expandida a demanda de uma região abastecida por GNC e constatada que a viabilidade a construção de dutos para prover esta área com GN, os dutos coexistirão adotados como forma-padrão de fornecimento do gás natural. Esta foi a lógica de mercado aplicada com sucesso na Nova Zelândia, por exemplo. Estudos preliminares realizados pelo Instituto de Economia da UFRJ sugerem a economicidade do fornecimento para postos GNV utilizando-se o GNC a granel.

O atual contexto de desenvolvimento da indústria brasileira de gás natural coloca desafios importantes aos agentes do setor. Por um lado, as empresas do setor enfrentam grandes dificuldades para realização de investimentos: desverticalização da indústria e aumento dos riscos do negócio, ele-

vado custo de oportunidade do capital e exigência de “payback” rápido. Por outro lado, é grande a necessidade de investimentos em função da pressão da demanda. Neste contexto de mercado, toda inovação tecnológica que venha a contribuir para a redução dos riscos de investimentos é bem vinda. O transporte de GNC a granel tem tudo para representar uma alavanca importante a desenvolvimento do mercado GNV no Brasil. Esta tecnologia pode permitir o aumento do número de postos GNV no país, com um custo de investimento relativamente reduzido. Finalmente, é importante ressaltar que esta tecnologia se aplica também em outros segmentos de mercado, cuja dispersão da demanda não viabiliza o abastecimento via dutos (condomínios, centros comerciais e pequenas indústrias).

Colaboraram

Edmar de Almeida – Professor IE/UFRJ

Marcus Cardoso – Bolsista ANP/PRH21

Fatos Marcantes do Mês

Petrobras: lucro recorde novamente

A Petrobras anunciou em agosto um crescimento de 19,64% do lucro líquido no primeiro semestre (R\$ 5,415 bilhões) em comparação ao mesmo período do ano passado. Os principais fatores que levaram aos bons resultados obtidos pela companhia no período foram o aumento da produção, das exportações e da utilização da capacidade das refinarias. A produção cresceu 8% nos seis primeiros meses do ano passado, sobre o mesmo período de 2000, apesar do acidente com a plataforma P-36, em março passado, quando a estatal teve uma perda de US\$ 500 milhões com o afundamento da plataforma em Campos.

Petrobras anuncia planos de se expandir nos EUA

A Petrobras anunciou este mês sua intenção de expandir suas atividades nos EUA, incluindo atuação em segmentos que vão além da exploração e produção. A empresa pretende atuar no segmento de refino e fincar sua bandeira também na área de distribuição de combustíveis, adquirindo uma rede de postos, sozinha ou em parceria com uma companhia privada. A empresa busca adquirir uma refinaria para ganhar presença no varejo com a venda de derivados..

Petrobras aumenta a produção de óleo & gás

A produção nacional de petróleo no mês de julho chegou a 1,338 milhão de barris/dia, com aumento de 8% em relação a maio, mês em que a produção diária situou-se em 1,242 milhão de barris. Também houve expansão no volume de gás natural produzido pela Petrobras que se elevou de 40.138 milhões de metros cúbicos/dia em maio para 41,130 milhões diariamente em julho. A Petrobras informa que a expansão na produção de petróleo deveu-se ao aumento da eficiência operacional na Bacia de Campos e também ao início da extração de óleo em mais um poço no campo de Marlim, cuja vazão é de 12 mil barris/dia. Como sempre a Bacia de Campos foi a responsável pela maior parte da produção do País: 80% ou 1,051 milhão de barris/dia.

Governo corre contra tempo para viabilizar a abertura do mercado de petróleo e derivados para janeiro de 2002

Com abertura prevista para janeiro de 2002, o mercado de petróleo e derivados vai ficar agitado no mês de setembro. Para viabilizar a livre importação e exportação de petróleo e derivados o governo deverá atacar em duas frentes: na ANP e no Congresso. A ANP terá que homologar as portarias que regulamentam a importação e a exportação de petróleo, e também a importação de querosene de aviação (QAV), gás liquefeito de petróleo (GLP) e óleo combustível. Além disso, a ANP vai por em consulta pública as minutas das portarias para importação de gasolina e óleo diesel – os derivados de maior valor agregado. A ANP precisa de no mínimo 60 dias entre a consulta e revisão destas portarias. Desta forma, o texto que regula a importação de gasolina e diesel só poderá ser homologado em novembro, na melhor das hipóteses. Por outro lado, a abertura depende também da aprovação pelo congresso da Proposta de Emenda Constitucional (PEC) 277, que propõe os ajustes tributários necessários à abertura.

ANP aprova compra de ações da CEG

A ANP deu parecer favorável à compra de participações acionárias pela Petrobras na CEG e CEG-Rio, distribuidoras de gás canalizado do estado do Rio. A equipe técnica da agência terminou seu relatório e o está encaminhando à Secretaria de Direito

Econômico (SDE), que, por sua vez, emitirá um parecer para que o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) delibere sobre a operação. A Petrobras anunciou, no fim de maio, a compra de 25% da distribuidora junto à americana Enron, negócio que envolveu US\$ 240 milhões.

Petrobras decide construir gasoduto para escoar suas reservas do sul da Bolívia

A Petrobras começou a cotar a compra de tubos para a construção do gasoduto que ligará as reservas bolivianas de San Alberto e San Antonio no Sul daquele país, ao Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). O novo duto terá capacidade para transportar 22 milhões de metros cúbicos por dia e investimentos de cerca de US\$ 500 milhões. A estatal já tem as licenças ambientais para o projeto, necessárias devido à falta de capacidade do gasoduto existente no mesmo trajeto, que pertence à boliviana Transredes, controlada pela norte-americana Enron. A previsão é de que o gasoduto entre em operação em 2003, para atender à demanda gerada pelas térmicas que estão sendo construídas no Brasil.

Califórnia “ameaça” comprar álcool brasileiro

Autoridades energéticas do estado da Califórnia estão em conflito aberto com o Governo Federal Americano em torno de uma lei federal que força os estados a utilizar aditivos oxigenados para produzir uma gasolina reformulada mais limpa. O estado entrou na justiça federal com um pedido de dispensa da aplicação desta lei, e teve seu pedido negado. Após este episódio as autoridades energéticas vêm acusando os produtores de álcool de milho americanos de terem realizado lobby no congresso para aprovação de uma lei para criar um mercado cativo para seu produto, uma vez que a utilização do MTBE como aditivo está proibida na Califórnia a partir de 2003. Os produtores de gasolina e as autoridades energéticas da Califórnia procuraram a associação de exportadores de álcool no Brasil, na tentativa de melhorar seu poder de mercado na futura negociação com os produtores de álcool americanos. Com uma demanda de álcool prevista de 40.000 barris/dia para 2003, a Califórnia teria que comprar cerca de 35% da produção total de álcool americano (120.000 barris), que hoje é consumido fora do Estado. Segundo os produtores de gasolina, além do problema do preço, para trazer álcool da região do meio-oeste americano para as

refinarias da Califórnia não existe uma logística de transporte disponível atualmente. A importação do Brasil seria mais fácil do ponto de vista logístico. O grande problema são as barreiras tarifárias. Atualmente, o álcool brasileiro é taxado a \$ 54 centavos por galão.

HISTÓRIA DA TECNOLOGIA DA LIQUEFAÇÃO DO CARVÃO: UMA TRAJETÓRIA TECNOLÓGICA SUPERADA?

Anthony Vereker - Consultor Rio de Janeiro
Friedrich Bögner - Consultor Bonn - Alemanha

A história da tecnologia de liquefação do carvão começa a 100 milhões de anos atrás quando o homem aprendeu a fazer e manter fogo. A reação de oxidação da lenha foi sem dúvida a primeira conversão de material de carbono em energia para aquecimento e iluminação. Uma segunda etapa deste processo de aprendizado ocorreu quando se aprendeu a usar lenha não apenas para reação de oxidação, mas também numa reação oposta. A reação de redução viabilizou a produção de metal para forjar moedas e a fabricação de armas para construir impérios. Isto foi a cerca de 2 mil anos atrás. A sociedade moderna desenvolveu uma nova base de conhecimento científico que permitiu converter todos os tipos de hidrocarbonetos e usá-los em novas indústrias e mercados que cresciam rapidamente incentivados pelo crescimento drástico da população mundial.

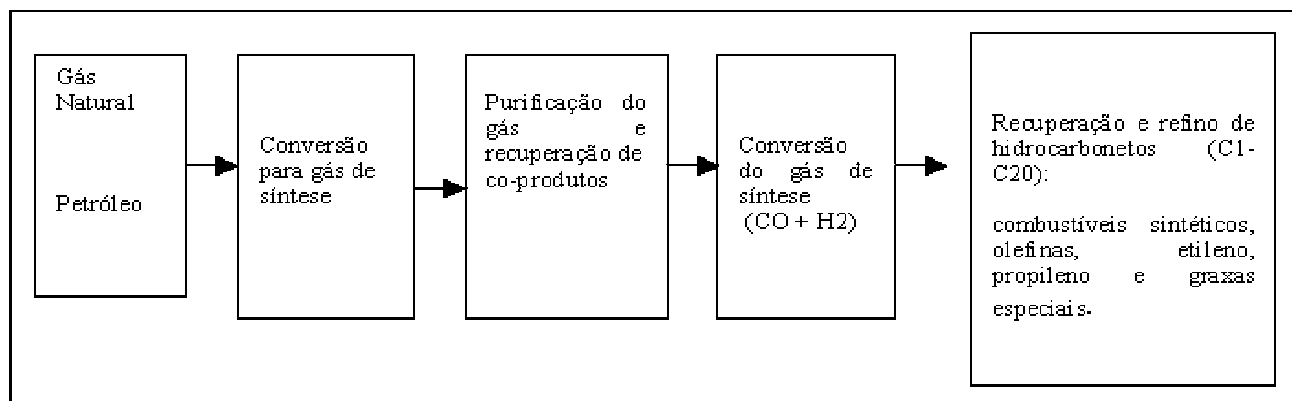
O tipo de tecnologia utilizada para produzir os mesmos "produtos finais" (produtos químicos e combustíveis) variou de acordo com a disponibilidade de matéria-prima. Nos Estados Unidos, por exemplo, a conversão do petróleo predominou, enquanto que na Alemanha, um grande esforço tecnológico foi empreendido para a conversão do carvão. Foi quase ao mesmo tempo (1924/25) que os pioneiros alemães Bergius (BASF) e Fischer/Tropsch (Max Planck Institute) conseguiram

aumentar o conteúdo de hidrogênio do carvão (de 10% para 20%) permitindo a produção de combustíveis líquidos, através de processos catalíticos diretos e indiretos.

O processo de conversão do carvão em combustíveis líquidos requer a separação das impurezas do carvão (cinzas, nitrogênio e enxofre) através de métodos custosos. Após esta separação, existem dois tipos de processos possíveis: a liquefação direta e a indireta. A liquefação direta envolve um processo delicado que começa com a preparação da lama que alimenta um catalisador em alta pressão (200 a 700 bars). Este catalisador que produz um gás que passa por um processo de hidrogenação. Este processo é muito sensível às propriedades do carvão. Os produtos finais são essencialmente combustíveis motores de alta qualidade (gasolina rica em aromáticos e com alto índice de octano) e lubrificantes sintéticos.

A liquefação indireta ocorre através do processo Fischer – Tropsch, que é muito mais flexível em relação à qualidade e propriedades do carvão aceitos e em relação ao espectro de produtos finais (hidrocarbonetos de grande cadeia como ceras muito valiosas e combustíveis e gases para tratamento subsequente). O tipo de produto é influenciado pelas condições de operação do processo em termos da pressão de operação, temperatura e tipo de catalisador

Figura 1 – Esquema da liquefação indireta estável.



Até o fim da Segunda Guerra Mundial, várias plantas de liquefação “direta” de carvão operaram na Alemanha, Japão, Itália, Grã Bretanha e EUA, com uma capacidade total anual de, aproximadamente, 4,5 milhões de toneladas/ano. Após a Segunda Guerra, os russos continuaram operando uma planta com 1,2 milhões de toneladas/ano na Alemanha Oriental até a reunificação da Alemanha. Com a reunificação, esta planta foi substituída por uma refinaria de petróleo em Leuna (Elf/Thyssen) que processa petróleo russo.

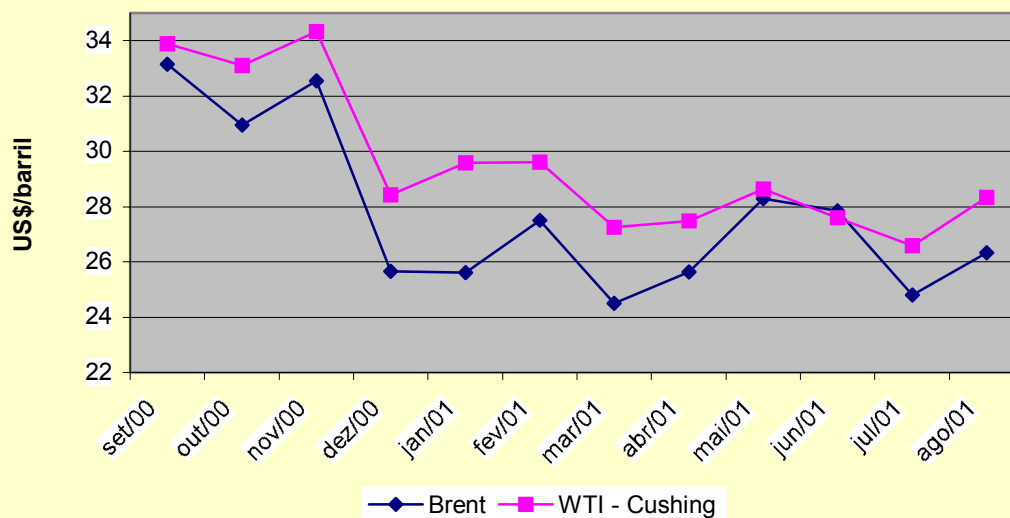
O desenvolvimento das plantas de liquefação “indireta” é igualmente importante, com uma capacidade total de aproximadamente 1,4 milhões de toneladas/ano. As maiores plantas estavam em Schwarzeide – Alemanha (210.000 toneladas) baseado em lignito e em Brownsville, Texas (350.000 ton), baseada em gás natural.

Quando os russos temeram a redução de seus recursos de gás e óleo na Sibéria, planejaram contrabalançar esta redução com exportações de combustíveis sintéticos de carvão de Kansk-Achinsk usando os dutos existentes. O desenvolvimento dos imensos recursos de carvão começou; mas o projeto total foi postergado por razões políticas e problemas financeiros. Outro projeto pendente por razões similares, é a produção de combustíveis sintéticos, metanol, gás manufacturado das baratas reservas de carvão de Yunnan na China, usando o processo Fischer – Tropsh. Da mesma forma, os australianos analisaram um projeto para produzir hidrocarbonetos mais valiosos ao invés das exportações de carvão. Este projeto não foi adiante em função do tamanho reduzido do mercado australiano e dos custos elevados do transporte necessário para as exportações dos produtos acabados. Nos EUA, tendo em mente alguma “crise no golfo”, algumas precauções foram tomadas para produzir destilados médios, com liquefação de carvão para substituir as importações de óleo quando necessário.

Apesar dos projetos pendentes acima, alguns outros foram adiante. Um exemplo a destacar foi a construção pela Shell de uma planta de liquefação indireta para produzir destilados médios em Buntulu na Malásia. Esta planta utiliza gás natural como combustível, porém poderá utilizar o carvão disponível localmente no futuro. Entretanto, o projeto mais bem sucedido é o complexo Sul Africano da SASOL. Este complexo teve início com

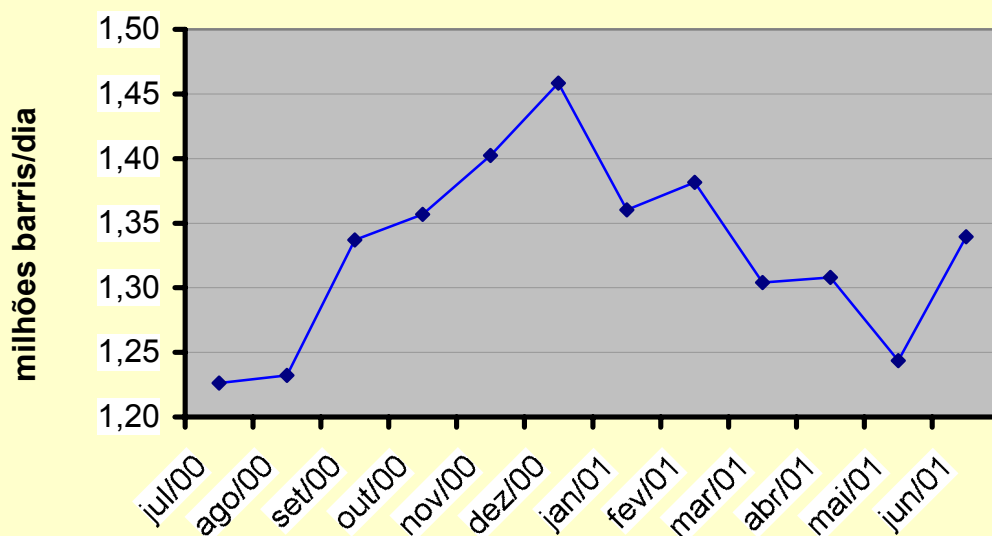
uma réplica da planta de liquefação indireta alemã em Schwarzeide. Subseqüentemente, a Sasol desenvolveu nova versão desta tecnologia aplicada nas plantas SASOL II e III. A Sasol construiu complexo industrial integrando refino de petróleo e plantas químicas com uma vasta gama de produtos valiosos como: combustíveis sintéticos, metanol, fertilizantes, explosivos e produtos químicos para um mercado crescente. Graças à esta estratégia tecnológica, a Sasol obteve um faturamento de US\$ 3 bilhões em 2000, com um lucro invejável de cerca de US\$ 500 milhões. Isto demonstra que esta não é uma trajetória tecnológica superada e pode certamente ser uma opção importante para a melhor utilização de recursos energéticos de países como o Brasil.

Gráfico 1: Preço do petróleo no mercado internacional

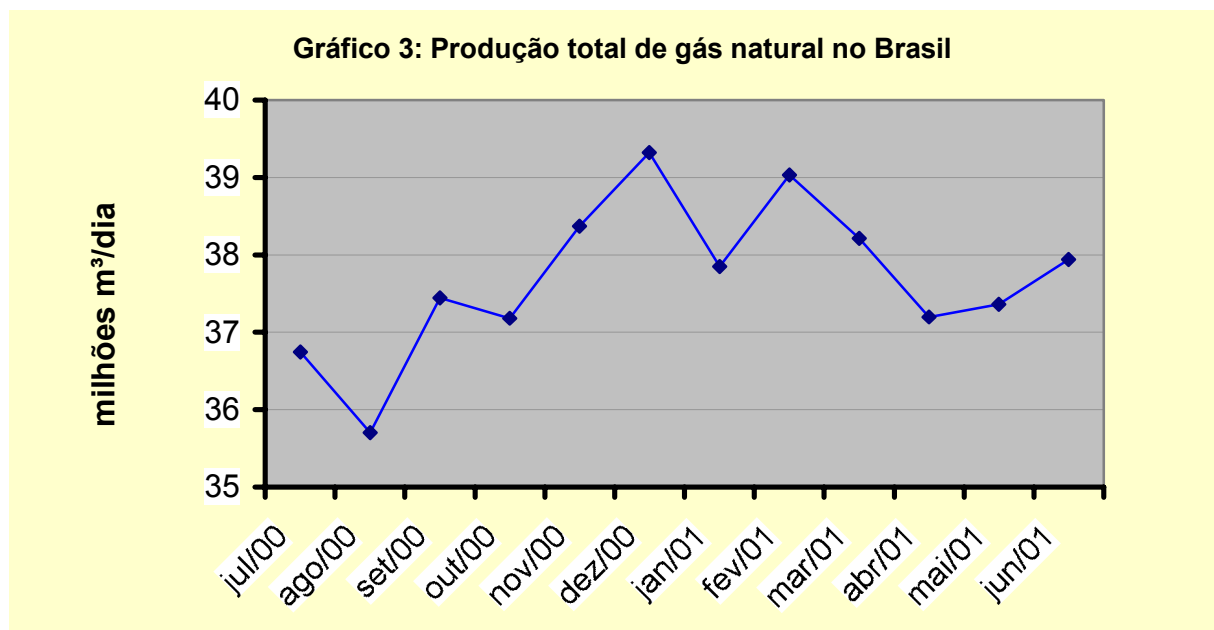


Fonte: EIA/DOE

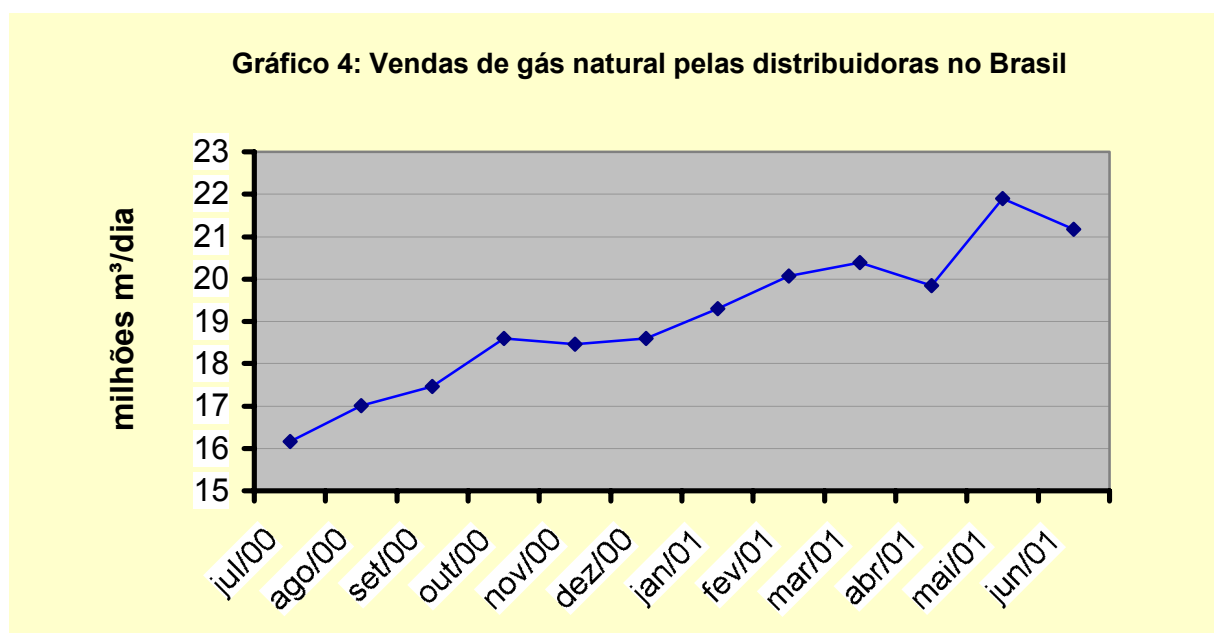
Gráfico 2: Produção total de petróleo no Brasil



Fonte: ANP



Fonte ANP



Fonte: Revista Brasil Energia