

SUPLEMENTO

# O SETOR ELÉTRICO



ÓLEO & GÁS



bo scorelli/Shutterstock

- Investimentos em produção e em exploração não cessam, mesmo diante de crises internacionais
- O Brasil é autossuficiente em petróleo?
- Sustentabilidade é a ordem da vez: cresce produção de biocombustíveis no mundo
- Capacitação profissional no setor de óleo e gás ainda é insuficiente

# A economia do petróleo



**Crises financeiras internacionais abalam projeções de demanda de óleo e gás, mas expectativas de recuperação e crescimento dos países do Brics encorajam investimentos em produção e em novas técnicas de exploração**

O Brasil vem crescendo embalado na promessa do desenvolvimento econômico e, de fato, os últimos anos foram permeados por números positivos quando comparados ao desempenho de muitos países do resto do mundo. Em 2008, por exemplo, quando o mundo enfrentou uma severa crise financeira internacional, com epicentro nos Estados Unidos, diversas multinacionais, especialmente do setor elétrico, apresentaram dados de faturamento no Brasil que, se não salvaram, ao menos ajudaram a equilibrar os números mundiais. Isso porque o país vinha impulsionado por um progresso econômico que acabou sofrendo menos os impactos da crise.

Mas o país não saiu ileso e as projeções de crescimento passaram a ser mais pessimistas. Uma nova crise internacional que começou em 2011 na Europa, marcada pelo endividamento público elevado, principalmente de países como Grécia, Portugal, Espanha e Itália, trouxeram novas preocupações para o mundo. Entre as consequências dessa conjuntura estão fuga de capitais de investidores, escassez de crédito, aumento do desemprego, diminuição das notas dadas por agências de risco e contaminação da crise para outros países, inclusive o Brasil.

Recentemente, a presidente Dilma Rousseff afirmou que o Brasil não era uma ilha e que também sofreu respingos. "Todos os países do Brics [Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul] vêm sendo afetados. A gente vê eles sendo afetados pela crise: redução do crescimento da China impactou no Brasil, impactou na Índia, impactou na África do Sul. Não há um país que possa passar por uma crise dessa sem sofrer alguma consequência", admitiu.

Para sair da crise, no entanto, a indústria da energia parece ser uma boa investida. Apesar de também passar por momentos de incertezas – com expectativa de demanda comprometida, conflitos políticos e alta de preços – o setor de óleo e gás é um dos que mais exibe boa forma, especialmente com a descoberta do pré-sal e com o desenvolvimento de novas tecnologias de exploração. Na opinião do pesquisador do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Luciano Losekann, a indústria do petróleo terá um grande impacto na dinâmica da indústria brasileira. "Uma conta simples: se a Petrobras planeja investir R\$ 90 bilhões ao ano, isso representa cerca de 10% do investimento total da economia brasileira. O desafio é explorar ao máximo os encadeamentos da indústria de petróleo com fornecedores locais", avalia. Segundo ele, o impacto mais significativo deve ocorrer em longo prazo, quando a produção experimentar maior crescimento com as reservas do pré-sal, a partir de 2017.

O presidente do BNDES, Luciano Coutinho, também citou a indústria do petróleo e gás como uma das principais capacidades brasileiras a serem aproveitadas no sentido de se construir uma indústria mais robusta e dinâmica. E esforços vêm sendo feitos nesse sentido, já que, mesmo em momento de crise e tendo em vista as discussões em torno das energias renováveis, os investimentos não param. No Brasil, diversas empresas vêm investindo na implantação de refinarias e plantas de perfuração. É o caso, por exemplo, da divisão de petróleo e gás da GE, que anunciou no último mês de junho a conclusão das obras de ampliação de sua unidade em Macaé (RJ) com o objetivo de atender às crescentes necessidades do mercado de petróleo na América Latina. No total, foram investidos US\$ 32 milhões, triplicando o tamanho das instalações.

Um estudo divulgado também no mês de junho pela KPMG registrou oito operações de fusões e aquisições envolvendo empresas de petróleo e gás, nos cinco primeiros meses deste ano. A expectativa da consultoria é que o número de negócios chegue a 30 até o final do ano, o que mostra que o mercado continua aquecido. O pré-sal carrega a grande expectativa de crescimento das reservas no mundo e o Brasil é uma das maiores apostas neste segmento, sendo, portanto, um importante atrativo para novos investidores.

De acordo ainda com a KPMG, os números poderiam ser maiores, mas a crise na Europa e nos Estados Unidos é um fator inibidor neste momento, considerando que empresas estrangeiras possuem menos acesso a financiamentos para fazer aquisições ou fusões.

A situação financeira internacional também vem deixando suas marcas no preço do petróleo, que caiu, em média, 20% nos últimos três meses como consequência da redução da demanda mundial.

Entretanto, o pesquisador Losekann diz que há um consenso entre analistas de que há um novo patamar de preços para o petróleo e este é um dos fatores que mais estimulam os investimentos nessa área. "Ainda que possa experimentar oscilações, o preço não voltará a ser USD 50/barril. Hoje se considera um piso de pelo menos USD 70/barril. Isso ocorre porque a expansão da oferta ocorre com custos mais elevados", analisa.

Já o preço internacional do gás natural experimenta dinâmicas distintas. Nos Estados Unidos, a produção de shale gas (veja mais sobre isso a seguir) derrubou o preço. "Assim, mesmo com a maior utilização para termelétricas, a trajetória é de queda. Na Ásia, o desligamento das nucleares no Japão implicou disparada dos preços do gás. Esse processo também teve impacto na Europa, que é um mercado alternativo para produtores de GNL", explica Losekann.



## Demanda

O último relatório da Agência Internacional de Energia (AIE) manteve quase inalterada a previsão de procura por petróleo para 2012. A agência espera que a demanda em 2012 atinja os 89.900 milhões de barris diários, um pouco abaixo de 15.000 barris por dia com relação à sua última estimativa. E, apesar da crise, prevê uma discreta aceleração do crescimento da procura em 2013, de 90.900 milhões de barris por dia.

A previsão foi influenciada pela revisão para baixo das estimativas de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) mundial, que reduziu de 4,1% para 3,3% em 2012. A agência destaca que a previsão de aumento da demanda por petróleo para 2013 é maior do que foram as projeções para 2011 e 2012, mas continuam "bem abaixo da tendência pré-crise".

Na contramão do que divulgou a Agência Internacional de Energia, os estudos mais recentes da Organização de Países Exportadores de Petróleo (Opep) foram menos otimistas e previram um aumento de 800 mil barris diários no consumo de óleo cru para 2013, cerca de 100 mil a menos em comparação ao crescimento estimado para 2012. Estimaram uma demanda em torno de 89,5 milhões de barris por dia e apontaram a crise da Europa e o baixo ritmo de recuperação dos Estados Unidos como as principais razões para a análise cautelosa.

O crescimento da população é um, dentre outros fatores, que contribui para o aumento do consumo. De acordo com o relatório anual de 2011 da Agência Internacional de Energia "World Energy Outlook", os países não membros da OCDE são

responsáveis por 90% do crescimento da população, 70% do aumento da produção econômica e 90% do incremento da procura por energia, entre 2010 e 2035. A China reforça ainda mais a sua posição de principal consumidor mundial de energia: em 2035, consome praticamente 70% de energia a mais do que os Estados Unidos, segundo consumidor mundial. "As taxas de crescimento do consumo de energia na Índia, na Indonésia, no Brasil e no Médio Oriente aumentam a um ritmo ainda mais rápido do que a China", diz o documento.

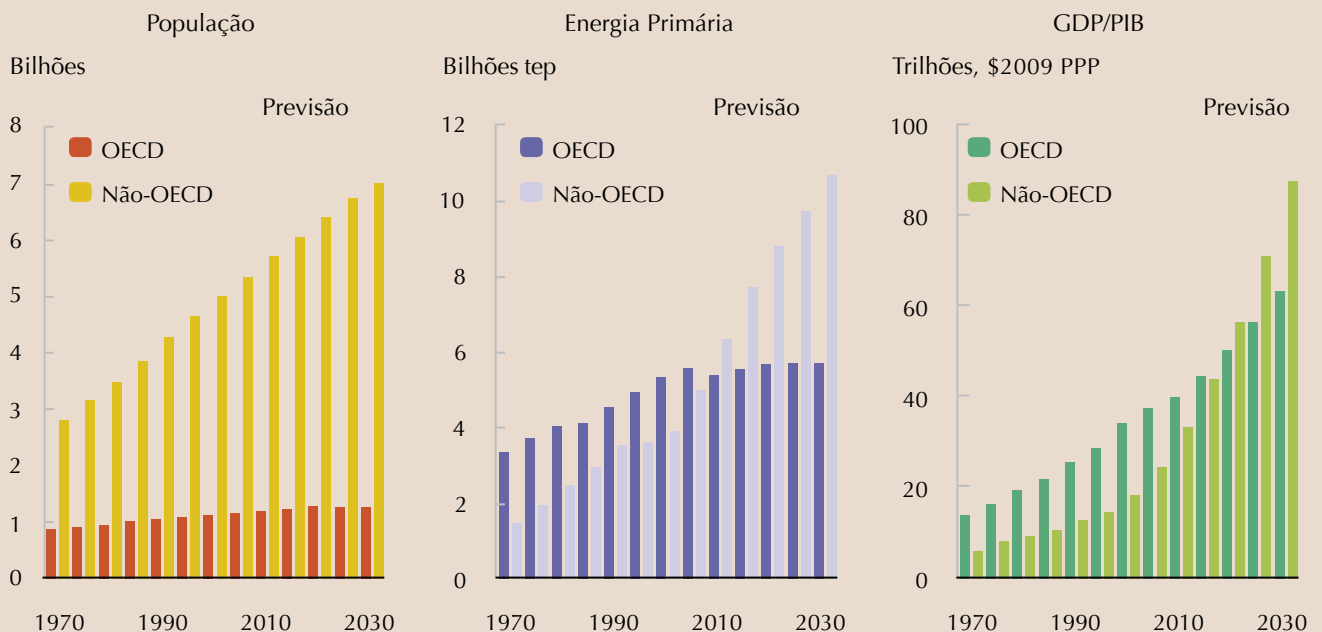
Segundo o Plano Decenal de Energia (PDE 2020), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética, subordinada ao Ministério de Minas e Energia (MME), a previsão é um crescimento da população brasileira entre 0,6% e 0,8% ao ano, até o ano de 2020.

Nesse sentido, o Brasil será uma peça importante na economia mundial e o setor energético deverá preparar-se para não somente fazer parte deste desenvolvimento, mas também para abastecer o mercado interno, que consumirá mais, considerando, inclusive, o aumento do consumo das classes C, D e E. Veja as previsões para crescimento econômico, da população e da demanda energética para os países desenvolvidos (OECD) e em desenvolvimento (não OECD).

A demanda por gás natural também deve aumentar nos próximos anos. A previsão da União Internacional do Gás (IGU, sigla em inglês) é que a procura aumente 1,4% até o ano de 2030, estimulada pelas vantagens ambientais do gás e pelos custos elevados de outras fontes energéticas, como petróleo e carvão.

O advogado especialista em petróleo e gás, Claudio

**PREVISÕES PARA ECONOMIA, POPULAÇÃO E DEMANDA ENERGÉTICA DOS PAÍSES OECD E NÃO OECD**



Fonte: IBP

Pinho, conta que alguns acontecimentos vêm modificando o curso da história do consumo e, conseqüentemente, dos investimentos em energia para os próximos 20, 30 anos. Segundo ele, a participação das fontes não renováveis, como carvão, petróleo e gás, que era de 86% da matriz energética mundial, deve cair para 64% até 2030, com exceção do gás que, ao contrário das outras fontes, deve aumentar sua participação na matriz, passando de 24% para 42%, conforme as projeções da Agência Internacional de Energia.

Isso se deve em parte às novas descobertas e técnicas de exploração de gás e também por ser considerada uma fonte limpa. “Uma variável importante é a emissão de carbono. A queima de biomassa é menos poluente do que a queima de gasolina, mas ainda assim emite carbono. Já o gás natural é uma energia mais limpa e pode ser usado tanto na geração quanto como um insumo”, avalia Pinho. Segundo ele, aos poucos, vamos evoluir para as renováveis, não pela falta de petróleo ou de gás, mas porque a palavra de ordem de hoje é “sustentabilidade”, que deve conduzir a humanidade pelas próximas décadas.

A análise de Pinho é sustentada pela avaliação traçada pelo documento “Perspectivas em tecnologias energéticas 2012”, da Agência Internacional de Energia, segundo o qual “à medida que os objetivos de emissões [de carbono] se restringirem, a participação do gás natural aumentará; inicialmente, em particular, nas centrais de produção de eletricidade para atender à base da procura, deslocando simultaneamente o carvão (em numerosas regiões) e certo crescimento do setor nuclear (em áreas mais restritas). Após 2030, à medida que as reduções de CO2 aumentam, a geração de gás assume progressivamente um maior papel de contribuição para a flexibilidade necessária

A demanda proveniente dos países em desenvolvimento e, em especial, do Brics, e aspolêmicas envolvendo a segurança das usinas nucleares – base da infraestrutura da energia de muitos países, como China e Japão – contribuirão para o aumento da procura por gás natural, que continuará a ser um importante combustível em todos os setores até o ano de 2050, quando a procura permanece, em termos absolutos, 10% acima do nível de 2009, segundo a AIE. Para a Organização Nacional da Indústria do Petróleo, o uso do gás natural apresentará forte crescimento como fonte de geração elétrica e o carvão será a principal fonte a ser substituída devido ao seu elevado impacto ambiental.

## Produção brasileira

A descoberta de petróleo e gás na região do pré-sal e a expansão do parque nacional de refino evidenciam que o Brasil terá um papel mais relevante no mercado mundial

de petróleo, atuando como importante produtor, não só de petróleo, como também de derivados.

Somam-se a isso as projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2020) que, estimando que a economia cresça a uma média de 5% ao ano entre 2010 e 2020, prevê investimentos de R\$ 1.080 bilhões (R\$ 1,08 trilhão) na expansão energética, sendo 63% na área de petróleo e gás, 22% na área de energia elétrica e 15% na área de bioenergia.

A economia brasileira é bem diversificada, mas, sem dúvida, óleo e gás é um dos setores de maior propulsão para a economia brasileira. De acordo com o sócio da KPMG, Manuel Fernandes, especialista da área de petróleo e gás, este setor deve apresentar bons resultados para a economia do país por conta, principalmente, de toda a riqueza que dispõe no subsolo.

Segundo ele, petróleo é matéria-prima para gasolina e outros derivados, que são consumidos principalmente pelos países desenvolvidos e pelos países do Brics, que tendem a aumentar a procura por óleo e gás. “A demanda vai continuar crescendo, mesmo com a retração dos países que vivem a crise”, afirma Fernandes.

Em verdade, o Brasil, por ter uma matriz bem diversificada, tem campo para se investir em todas as áreas. “Sob o aspecto geopolítico, o Brasil tem um papel muito importante. Acabamos de inaugurar um gasoduto [Caraguatatuba], ou seja, já contamos com uma infraestrutura mesmo sem o pré-sal totalmente estabelecido. Pode ser que o Brasil seja um player na área de exportação, temos mercado para isso”, avalia Claudio Pinho.

Mas algumas dificuldades burocráticas precisam ser superadas pelo Brasil. Para o sócio da KPMG e especialista em petróleo e gás, Manuel Fernandes, embora existam vários projetos em andamento que se referem à modernização de refinarias já existentes e à construção de novas, muitos deles ainda estão no papel e a sua conclusão não virá em curto prazo. “É claro que a energia no Brasil vai ser um grande impulsionador, mas temos um problema grande de infraestrutura. A gente cresce pouco porque se crescermos a 10%, não teremos energia suficiente para atender à demanda”, acrescenta Pinho.

Fernandes aponta outro entrave para o País. “O pré-sal é a grande aposta do Brasil e há altos investimentos em tecnologia de exploração, mas a cadeia de fornecedores também precisa estar capacitada, o que não é tão simples”, diz. O especialista critica a política de conteúdo local do setor, que estipula que as companhias de óleo e gás obedeçam a percentuais mínimos de contratação local entre 60%-65% para bens e 80% para serviços. Analistas do setor afirmam

Segmentos	Investimentos (US\$ bilhões)	%
Exploração & Produção (E&P)	141,8	60
Refino, transporte e comercialização (RTC)	65,5	27,7
Gás & Energia	13,8	5,8
Petroquímica	5,0	2,1
Distribuição	3,6	1,5
Biocombustíveis	3,8	1,6
Corporativo	3,0	1,3
<b>Total</b>	<b>236,5</b>	<b>100</b>

Fonte: Petrobras

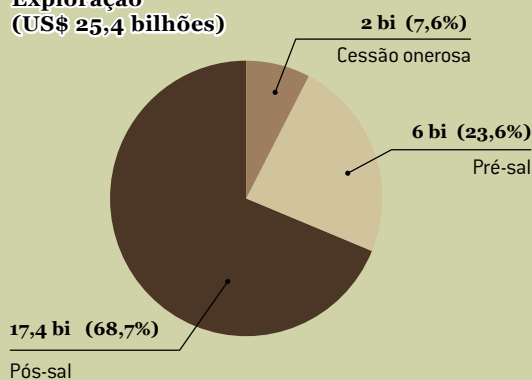
que a medida pode ser um fator de comodidade para os fornecedores brasileiros e pode funcionar como uma falsa justificativa para se encarecer os produtos e serviços locais.

A indústria de equipamentos e de serviços deve se preparar para atender a um setor que não considera, em um futuro próximo, qualquer possibilidade de enfraquecimento. Somente a Petrobras tem produção de petróleo e gás estimada em aproximadamente cinco milhões de barris de petróleo por dia (bopd) em 2020. A OGX, com atuação relativamente recente no cenário brasileiro, considera uma produção de 1,4 milhão bopd, já em 2019. Além das demais empresas de petróleo menores, que atuam no Brasil, a HRT estima uma produção de 50 mil bopd em 2015, e muito mais em 2020.

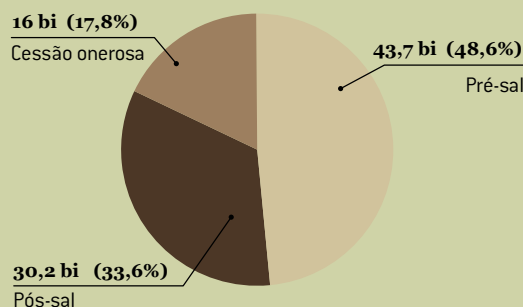
Para se ter uma ideia, a Petrobras anunciou no mês de junho o seu Plano de Negócios 2012-2016, com investimentos totalizando US\$ 236,5 bilhões (R\$ 416,5 bilhões), uma média de US\$ 47,3 bilhões por ano. Veja a distribuição dos aportes:

O segmento de Exploração e Produção (E&P) no Brasil investirá US\$ 131,6 bilhões, sendo 69% (US\$ 89,9 bilhões) no desenvolvimento da produção, 19% (US\$ 25,4 bilhões) para exploração e 12% em infraestrutura. Os investimentos no pré-sal correspondem a 51% do valor total do E&P.

#### Exploração (US\$ 25,4 bilhões)



#### Desenvolvimento da produção (US\$ 89,9 bilhões)



A meta da produção de óleo, LGN (líquido de gás natural) e gás natural, no Brasil e no exterior, para 2016 é de 3,3 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/dia), sendo 3,0 milhões boe/dia no Brasil.

A expectativa da Petrobras é de alcançar a produção de 2,5 milhões de barris por dia (bpd) de óleo e LGN em 2016. O maior crescimento da produção é esperado ocorrer a partir de 2014, com expectativa de crescimento entre 5% e 6% ao ano para o período 2014-2016. Para os anos de 2012 e 2013, a previsão é de manutenção da produção em linha com o nível de 2011, de cerca de 2%.

No período 2012 a 2015, de acordo com o planejamento da Petrobras, 12 novas unidades de produção (UEPs) já em construção entram em operação, representando um acréscimo de 1,2 milhão de bpd de capacidade para a Petrobras. Já no período 2016-2018, sete novos sistemas por ano agregam mais 2,3 milhões bpd de capacidade para a companhia.

A nova curva de produção está baseada na revisão da eficiência operacional dos sistemas em operação na Bacia de Campos e no cronograma de entrada de novas unidades ao longo desse período. O programa de aumento da eficiência operacional da Bacia de Campos e uma contribuição maior para a produção estão previstos para ocorrer a partir de 2016, com a entrada de diversas novas unidades no pré-sal da Bacia

de Santos e na área da cessão onerosa.

A título de esclarecimento, a Lei nº 12.276, de junho de 2010, autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas localizadas no pré-sal, não podendo a produção exceder os cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo. O contrato de cessão onerosa relacionou seis áreas definitivas (Florim, Franco, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Tupi, Nordeste de Tupi) e uma contingente (Peroba), bem como estabeleceu o valor inicial do barril de petróleo equivalente em US\$ 8,51. Pelo direito de explorar e produzir petróleo e gás natural nessas áreas, a Petrobras pagou à União R\$ 74,8 bilhões.

### Gás não convencional

Os avanços tecnológicos permitiram a extração de um tipo de gás, não convencional, formado em argilas betuminosas. Extraído do xisto, o shale gas (do inglês, gás do xisto) é encontrado em grandes profundidades e a única forma de exploração é por meio de perfuração horizontal. A técnica consiste na "estimulação do reservatório por meio da injeção de água a grande pressão, químicos e areia para criar porosidade e impermeabilidade artificialmente".

Entre as vantagens do shale gas, vale a pena destacar que se trata de um recurso mais barato e menos poluente, embora especialistas levantem questões quanto às consequências para o meio ambiente, especificamente no tocante à contaminação das reservas de água potável existentes nos lençóis freáticos.

De acordo com um estudo feito pelo Instituto de Energia da KPMG, o aumento da produção do shale gas, nos próximos anos, pode mudar o mercado de energia no mundo e torná-lo a principal fonte de energia renovável. O levantamento coloca o Brasil, num futuro próximo, no segundo lugar como o maior produtor do insumo depois dos Estados Unidos.

O pesquisador Luciano Losekann concorda com o estudo e diz que a grande novidade dos Estados Unidos foi o incremento da produção de gás natural, a partir do gás de xisto. "Os Estados Unidos alcançaram o seu pico de produção de óleo na década de 1970 e a perspectiva era que o país se tornasse mais e mais dependente de importações. Com o shale gas, o país pode se tornar exportador de gás natural", prevê.

O especialista Claudio Pinho acrescenta: "Os Estados Unidos estão direcionando sua retomada econômica baseada na indústria da energia, especialmente no shale gas, e deve voltar a exercer seu papel de player hegemônico".

O levantamento da KPMG identifica detalhadamente as condições atuais e as perspectivas para a produção do shale gas no Brasil, Estados Unidos, Canadá, Argentina, Austrália, China e alguns países da Europa Oriental e Ocidental. Em

relação ao Brasil, o levantamento afirma que o país tem potencial para ser o segundo maior produtor depois dos Estados Unidos, mas destaca que tem havido pouco interesse e falta de investimento na exploração do recurso. Segundo a AIE, o Brasil aparece em 10º lugar entre os países produtores de shale gas no mundo com reservas estimadas em 226 trilhões de metros cúbicos. Depois dele, aparecem apenas a Polônia e a França. Nas três primeiras posições estão a China (1.275 trilhões de metros cúbicos), os Estados Unidos (8.620) e a Argentina (774). Segundo as previsões do Energy Information Administration (EIA) norte-americano, a produção de shale gas nos Estados Unidos deve quadruplicar entre 2009 e 2035.

A demanda por essa fonte de energia será impulsionada, segundo a pesquisa, por dois fatores: o aumento da população mundial e o crescimento da demanda de energia que, em 2030, será 40% maior, de acordo com dados divulgados pela Agência Internacional de Energia (AIE).

"O shale gas está tornando o mercado mundial de energia mais competitivo e ampliando presença em vários países, uma vez que novas tecnologias para a extração estão sendo desenvolvidas. A produção poderá transformar países que tradicionalmente importam gás em produtores", analisou Manuel Fernandes, da KPMG.

De acordo com o estudo, apenas cinco fatores poderiam colocar em risco a viabilidade da produção do shale gas:

1. O aumento do preço do gás natural na América do Norte ainda não foi definido. Atualmente, o fornecimento excede a procura.
2. Ainda não se sabe como o desenvolvimento do shale gas irá impactar o investimento em fontes de energia renovável e quanto a regulamentação ambiental das atividades relacionadas à produção deste insumo vai atrair de investimento.
3. Com a incerteza de preços, o gerenciamento de custos e riscos de financiamento são as principais prioridades para a indústria.
4. O nível de desenvolvimento futuro do gás dependerá da capacidade da indústria para controlar a de reputação e gerenciar a opinião pública, minimizando o impacto ambiental.
5. A influência dos fatores políticos em função da mudança na oferta e na demanda de energia mundial causada pela entrada do shale gas no mercado.

### REFERÊNCIAS

- Artigo "Os rumos da energia no Brasil, no contexto das tendências nos países em desenvolvimento e na OECD", dos professores Cleveland Jones, Hernani Chaves, José Otávio da Silva e José Diamantino Dourado
- Plano Decenal de Energia (PDE 2020), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
- Plano de Negócios 2012-2016, em [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)
- Estudo "Shale gas – a global perspective", do Instituto de Energia da KPMG Global



# O petróleo nosso de cada dia



Autossuficiência alcançada em 2006 foi perdida por conta do crescimento econômico, mas pré-sal é esperança, se governo estiver disposto a não interferir politicamente na gestão da Petrobras

AGÊNCIA PETROBRAS DE NOTÍCIAS



**E**m abril de 2006, o então presidente da República, Luiz Inácio Lula da Silva, anunciava em rede nacional que o Brasil havia se tornado autossuficiente na produção de petróleo. O evento foi fruto do início de operação da P-50, localizada no Campo de Albacora Leste (Bacia de Campos), a 120 km do litoral. Considerada a unidade de maior capacidade de produção do Brasil, com 180 mil barris/dia de petróleo, e seis milhões de metros cúbicos de gás natural/dia, finalmente o país pôde bradar “o petróleo é nosso”, mas por pouco tempo. Os meandros do processo e em que ponto o Brasil se encontra neste processo de autossuficiência são apontados na reportagem que segue.

O conceito de autossuficiência em produção de petróleo utilizado pela Petrobras, e amplamente divulgado, considera que o Brasil é autossuficiente quando produz, em campos nacionais, volume de petróleo igual ou superior ao que pode ser processado nas refinarias do país de forma a atender a demanda do mercado brasileiro. Em 2006, quando foi anunciada a conquista da autossuficiência, a empresa produzia a média diária de 1 milhão 778 mil barris/dia de petróleo e o mercado de derivados era de 1 milhão 697 mil barris diários, ou seja, a produção foi superior à demanda, configurando a autossuficiência.

Desde abril de 2006, a produção de petróleo da Petrobras vinha se mantendo acima da demanda nacional de derivados e superior à capacidade de processamento de nosso parque de refino, mantendo a autossuficiência dentro do conceito adotado. A partir do segundo trimestre de 2011, as vendas de derivados no mercado interno, em decorrência do crescimento econômico do país, começaram a ultrapassar o volume de petróleo produzido pela empresa e a capacidade de processamento do parque de refino.

O quadro a seguir mostra a produção de petróleo e o mercado de derivados em cada ano:

Como se pode observar, até o primeiro trimestre de 2011 o conceito que a companhia utilizava para autossuficiência foi plenamente atingido com produção de petróleo (sem incluir gás natural) acima da demanda de derivados, incluída a produção de gás natural, em barris de óleo equivalente.

De acordo com o diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura (Cbie), Adriano Pires, esta perda da autossuficiência deve-se a políticas do governo federal, que fomentou o crescimento econômico e promoveu o disparo no consumo de derivados de petróleo. “Hoje, temos nossas refinarias trabalhando no limite e tendo que importar diesel e gasolina. Aquela autossuficiência anunciada em 2006 não existe mais.”

Influenciaram significativamente a perda de autossuficiência, o fato de o Brasil ter crescido, nos últimos anos, por conta de commodities agrícolas e minerais que consomem muito diesel, tanto no momento de produção como no momento da venda, com o transporte.

Em relação à gasolina, seu consumo disparou principalmente entre os anos de 2008 e 2009, por conta do estímulo à venda de veículos, aliado à oferta de crédito e o congelamento do preço da gasolina. “Os fatores relacionados fizeram com que a frota crescesse e as pessoas optassem pela gasolina em detrimento do etanol, o que aumentou o consumo de gasolina consideravelmente a partir de 2010”, explica Pires. Por fim, a ascensão da nova classe média teve impacto sobre o aumento nas vendas de passagens aéreas, que acabou promovendo um maior consumo no querosene de aviação.

Para o advogado Claudio Pinho, especialista em petróleo e gás, do ponto de vista do refino, apesar de as refinarias nacionais serem antigas, o país é autossuficiente no aspecto do refino e seus subprodutos. “Hoje, precisamos importar gasolina e diesel em decorrência do crescimento econômico que teve impacto sobre estes derivados, mas este mercado é muito dinâmico. Se eu parar de produzir hoje, no dia seguinte eu já perco a

**PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E O MERCADO DE DERIVADOS**

Ano em mil barris/dia (b/d)	2006	2007	2008	2009	2010	2011-1º Tri	2011	2012- 1º Tri
	Mil b/d	Mil b/d	Mil b/d	Mil b/d	Mil b/d	Mil b/d	Mil b/d	Mil b/d
Produção de petróleo	1.778	1.792	1.885	1.971	2.004	2.044	2.022	2.066
Mercado de derivados	1.697	1.787	1.739	1.754	1.960	1.968	2.131	2.168
Superávit	81	5	147	217	44	76		
Déficit							109	102

Fonte: Petrobras

autossuficiência e o consumo não para de aumentar. A autossuficiência precisa ser vista como um todo, levando em conta a capacidade de refino e absorção destes produtos, aproveitando ao máximo tudo que subtraímos de um barril de petróleo. Desta forma sim, podemos afirmar que somos autossuficientes como um todo”.

Segundo a Petrobras, em 2011 o volume de vendas de derivados no mercado interno teve um aumento de 9%, em relação ao ano anterior e, no primeiro trimestre de 2012, o aumento da vendas foi ainda maior, 11%, com destaque para gasolina (24%) e diesel (9%). Os motivos foram os mesmos apontados pelos especialistas, com destaque para a expansão da frota, maior competitividade em relação ao etanol, além da redução da mistura de etanol na gasolina, de 25% para 20%. Ao longo de 2011, diante do aumento da demanda, a Petrobras adaptou suas refinarias para produzir mais gasolina e diesel, o que evitou que as necessidades de importação fossem ainda maiores.

Porém, esse aumento da demanda fez com que a produção de gasolina que até o início de 2011 era superavitária, com excedentes exportados, fosse totalmente consumida no país e ainda complementada com importação. Em contrapartida, a empresa salienta que vem exportando parte do petróleo cru que produz e vende, também para o exterior, além de derivados cuja produção é superior ao consumo, como óleos combustíveis, banker (combustível para navio) e querosene de aviação, entre outros.

Aqui é importante lembrar que a última refinaria construída no Brasil foi inaugurada em 1980, o que significa que o Brasil ficou mais de 30 anos com o mesmo parque de refino que teve apenas ampliações e modernizações nas unidades existentes. A construção de novas refinarias está ocorrendo agora.

A Petrobras lançou um programa de construção de quatro grandes refinarias, sendo que duas delas – uma no Rio de Janeiro e outra em Pernambuco – já estão em fase adiantada de construção. As outras duas, que serão construídas no Maranhão e no Ceará, estão em fase de análise dos projetos.

Com isso, a capacidade de processamento de petróleo será elevada dos atuais 2 milhões de barris para 3,2 milhões de barris diários em 2020, volume que deverá atender à demanda interna de derivados. Do total de investimentos previstos para as atividades de Abastecimento no Plano de Negócios até 2016 (US\$ 71,6 bilhões), 44% se destinam a ampliação do parque de refino para atender ao aumento da demanda interna.

Apesar dos dados apresentados pela Petrobras, Pires é cético em relação aos investimentos em refinarias, isso porque, desde o segundo choque do petróleo, a empresa priorizou investir nas atividades de exploração e produção de petróleo (E&P) e esta tem sido sua linha de atuação.

“Apesar de a Petrobras ter anunciado, em seus planos de negócios, a construção de refinarias todos nós sabemos que a política do governo em usar a empresa para fins políticos acabou por sangrar seus ganhos e não há recursos suficientes para explorar e investir em refinaria ao mesmo tempo. Todos estes planos estão sendo adiados”, rebate o diretor do Cbïe.

Neste cenário, de produção total de petróleo do Brasil (cerca de 2 milhões de barris/dia) uma parte considerável (75%) é de petróleo mais viscoso (pesado). O parque de refino do país, cuja capacidade é de 1,9 milhão de barris/dia, teoricamente tem capacidade para processar toda essa produção. Entretanto, construído nas décadas de 1970 e 1980, foi projetado para refinar os petróleos mais disponíveis na época e que eram importados (petróleos leves), mas pode processar a maior parte da nossa produção nacional, misturando óleos leves com óleos pesados. Por este motivo a Petrobras tem de importar petróleo leve.

Essa capacidade de mistura, porém, tem um limite, que já foi atingido, depois das descobertas de óleos pesados em águas profundas da Bacia de Campos. A solução tem sido exportar o excedente de petróleo pesado, proveniente da Bacia de Campos e importar petróleos mais leves e mais adequados ao perfil de produção das refinarias nacionais e também às necessidades da demanda nacional de derivados, voltada para derivados mais leves como o gás de cozinha, o diesel, a gasolina e a nafta petroquímica (matéria-prima para produção de plásticos, tecidos sintéticos, etc.).

“O que a Petrobras importou de petróleo leve no primeiro trimestre de 2012, por exemplo, 358 mil barris diários, representa 18% da demanda nacional. Em contrapartida, foram exportados, no mesmo período, cerca de 500 mil barris/dia de petróleo pesado, ou seja, houve um superávit na balança exclusiva de petróleo cru de 142 mil barris/dia. Esse petróleo pesado, que excede às condições de refino nacional, encontra boa receptividade no mercado internacional, por se tratar de um produto com baixo teor de enxofre o que, consequentemente, permite a produção de derivados menos poluentes. A exportação, entretanto, tem se revelado um bom negócio para o país, aumentando as

BALANÇA COMERCIAL DA PETROBRAS

Em mil barris por dia	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 (1º trimestre)
Exportação óleo e derivados	581	615	673	705	697	631	714
Importação petróleo e derivados	488	538	570	549	615	684	764
Exportação líquida	93	77	103	156	82		
Importação líquida						53	50

Fonte: Petrobras

divisas nacionais e reduzindo os gastos líquidos com importação”, informa a assessoria da empresa.

Com o aumento do consumo interno de derivados, função da expansão da economia, a balança comercial da Petrobras, que vinha sendo superavitária nos anos anteriores, como mostra a tabela acima, passou a ser deficitária, a partir do primeiro trimestre de 2011. É comum no segmento de petróleo os países exportarem produtos que excedem à demanda e importarem aqueles cuja necessidade é superior à produção interna. Isto acontece porque, no processo de refino, o volume de cada derivado que se pode extrair do petróleo tem limites.

#### O caminho para a autossuficiência

Em meio a tantos dados e mudanças de cenário, vale resgatar a trajetória de como o Brasil conquistou a autossuficiência no ano de 2006. Segundo o Centro de Pesquisa e Documentação de História Contemporânea do Brasil (CPDOC), órgão da Escola de Ciências Sociais e História da Fundação Getúlio Vargas, o anúncio da autossuficiência brasileira em relação à produção petrolífera pode ser compreendido como o resultado de uma série de decisões governamentais estratégicas que viabilizaram não apenas um novo modelo de atuação para a Petrobras, mas também um novo patamar tecnológico e um novo perfil gerencial para a empresa.

O primeiro destes momentos localiza-se pouco mais de cinco após o início da extração de petróleo em águas profundas na região do Mar do Norte (RJ), quando o governo brasileiro, por meio de estudos técnicos preliminares, iniciados nos anos 1973 e 1974, identificaram que algumas áreas submersas da plataforma continental brasileira, em especial o litoral norte da costa fluminense, apresentavam grandes chances de possuírem campos petrolíferos situados em águas de grande profundidade. Foi nesta época que o governo, nas mãos do militar Ernesto Geisel, definiu as primeiras políticas que seriam adotadas posteriormente no processo de identificação, testagem e exploração destes campos.

Os custos associados à condução deste empreendimento pela Petrobras eram considerados extremamente onerosos e apresentavam ainda poucos indícios consistentes de sua efetiva viabilidade operacional e comercial. Porém, mesmo diante de inúmeras críticas internas e da pressão de alguns grupos petrolíferos internacionais, o governo autorizou o aumento das dotações orçamentárias que viriam a sustentar o início do processo de exploração da área que mais tarde seria identificada como Bacia Petrolífera de Campos.

A decisão política de aumentar as dotações orçamentárias permitiu que a Petrobras iniciasse um processo de capacitação tecnológica para a atuação nesta área específica de E&P. O resultado da medida foi o estabelecimento de um patamar tecnológico para a exploração de petróleo em águas profundas, que consolidou a empresa brasileira como um dos principais referenciais internacionais na área de exploração petrolífera em águas profundas e ultraprofundas.

Ainda segundo o relatório do CPDOC, um segundo momento desta história, culmina com as transformações operadas no estatuto do monopólio estatal da exploração de petróleo, que acabariam por colocar em risco a manutenção do sistema brasileiro de produção e abastecimento de petróleo e de seus derivados.

No trabalho intitulado “Regulação do pré-sal: novas fronteiras, novos desafios”, de autoria de Leonardo Oliveira da Silva, apresentado durante o 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, o novo detalhamento constitucional da matéria, a estabilidade da economia brasileira e a reorganização da máquina pública foram os fatores que culminaram com a flexibilização do monopólio estatal, que se consolidou com a Emenda Constitucional nº 9, de novembro de 1995, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como “Lei do Petróleo”.

Os anos que se seguiram foram marcados pela criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Combustível (ANP), autarquia que consolidou a regulação, contratação e a fiscalização das atividades



do setor – e as empresas vencedoras das licitações de blocos. A Petrobras teve garantido o direito sobre os campos em produção e as áreas em que tivesse realizado investimentos na exploração. Em geral, o sistema criado foi bem-sucedido e abriu o mercado para que o capital privado pudesse competir com a Petrobras. Este novo cenário, que poderiam comprometer o modelo de exploração de petróleo praticado pela empresa, acabou por confirmar a Petrobras como um exemplo de empresa transnacional, capacitando-a para operar em um mercado concorrencial.

### O pré-sal e o novo marco regulatório

Em 2006, a Petrobras iniciou pesquisas para verificar a possibilidade de encontrar campos de petróleo em uma profunda camada geológica denominada pré-sal (localizada a sete mil metros abaixo do leito do mar, estendendo-se 800 quilômetros pela costa brasileira, indo de Santa Catarina ao Espírito Santo). A confirmação da existência de petróleo em águas ultraprofundas ocorreu, em 2007, quando foi anunciada a descoberta do Campo de Tupi, que representa o maior campo de petróleo descoberto no mundo desde 2000. O montante de petróleo das jazidas é estimado em algo em torno de 100 bilhões de barris (bbl), que colocaria o Brasil entre os dez maiores produtores do mundo. A área total estimada da reserva é de 112 mil Km<sup>2</sup>, onde 41 mil estão concedidos para exploração.

Pela relevância da descoberta do pré-sal em todo o mundo, o fato provocou a edição de um novo marco regulatório que se adequasse ao baixo risco exploratório, agora vigente nas bacias sedimentares de Campos e Santos, onde se localizam as jazidas abaixo da camada de sal.

O novo marco foi enviado para votação no Congresso Nacional em agosto de 2009 e, após diversas emendas realizadas no texto original, incluindo a polêmica sobre a divisão dos royalties, em 2010, o novo pacote regulatório entrou em vigor. A Lei nº 12.351/2010, como foi numerada, segundo Pires, basicamente faz com que o Brasil tenha dois regimes jurídicos sobre a exploração e produção do petróleo, quando promovidos leilões de lote de petróleo pela ANP – “há o regime de concessão, que já existia anteriormente, e para as áreas de exploração do pré-sal, que venham a ser leiloadas, ficou estabelecido o regime da partilha. Apesar de já aprovada, não são promovidos leilões desde 2006. Então a lei existe, mas ainda não está em vigor na prática”, explica o diretor do Cbie.

Quando estiver em vigor, de fato, o Estado brasileiro terá direito a parte dos lucros das empresas petroleiras.

Nesse novo sistema, a Petrobras será, por determinação legal, operadora única, sendo responsável pela gestão e implantação dos projetos de exploração e produção de petróleo e gás e, para isto, terá que participar com um mínimo de 30% do investimento total de cada projeto.

O fato de a Petrobras obrigatoriamente ter participação de 30% de todos os consórcios de exploração é um dos pontos críticos do novo marco regulatório. Para Claudio Pinho, a Petrobras cresceu no cenário internacional por ter conquistado seu espaço dentro de um mercado de livre-concorrência.

“O papel da empresa com esta porcentagem acaba por reduzir o grau de competitividade na área do pré-sal e pode prejudicar sua exploração. Em minha avaliação, um mercado competitivo é sempre melhor, com melhores resultados. Ao Estado deveria caber apenas ditar a política exploratória, sem a preocupação de a Petrobras perder mercado. Ninguém tira o papel da Petrobras dentro do Brasil e a atividade econômica nacional vai muito além do pré-sal existir com tamanha rigidez e percentual de participação no mercado do petróleo”, defende Pinho.

A Petrobras rebate as críticas ao afirmar que é internacionalmente reconhecida como a empresa que detém a mais avançada tecnologia para águas profundas e é a maior operadora do mundo neste horizonte submarino, com 20% das operações globais. “A condição de operadora única nas futuras áreas exploratórias do pré-sal é uma indicação de que o crescimento da produção brasileira de óleo e gás deverá ser ainda maior”, afirma por meio de assessoria de imprensa.

Do total da produção atual de petróleo da Petrobras, cerca de dois milhões de barris diários, 180 mil barris/dia (9%) já são provenientes do pré-sal, de campos nas bacias de Campos e Santos. Da produção prevista para 2016, de 2,5 milhões de barris/dia, 31% virá do pré-sal. Em 2020 esse percentual deverá aumentar para 47%. “Este petróleo que vem sendo retirado da camada de pré-sal, está sendo explorado nos regime de concessão, pois são referentes ao último leilão realizado pela ANP, quando o marco regulatório ainda não havia sido aprovado”, esclarece Pinho. A partir do próximo leilão, que deve ocorrer em 2013, o regime de partilha já será implementado.

### A questão dos royalties

Antes mesmo do anúncio da descoberta de Tupi, a oitava rodada de licitações da ANP havia sido suspensa por decisão judicial, tomada em 2006. Posteriormente, a

liminar foi derrubada, mas o governo seguiu sem definir como e quando retomará as rodadas, pois nelas estão localizadas dez blocos às margens do pré-sal.

“O governo alega que os royalties não estão definidos, mas isso é uma explicação falsa, porque mesmo a despeito de ainda não haver um consenso sobre a porcentagem a ser aplicada, poderíamos realizar leilões do pós-sal, por meio do regime de concessão, que já tem uma lei definida desde 1997. Isso acaba deixando os investidores desestimulados, pois todos, governo e indústria petrolífera, estamos perdendo dinheiro”, reflete Pires.

Pinho explica que a polêmica sobre os royalties está polarizada entre os que defendem a distribuição entre todos os Estados, ou somente entre os Estados produtores. A corrente que defende os Estados produtores alega que a Constituição Federal prevê a distribuição de tal forma, que não poderia ser feito de forma diversa. Além disso, outro argumento se junta a este no sentido de que não pode haver perda de receita, pois boa parte dela já está comprometida em maior ou menor grau. O argumento do grupo que defende distribuição para todos os Estados consiste na identificação de que o petróleo é um bem de toda a nação e de que não é justo que uma riqueza dessa magnitude não seja distribuída para todos.

Pinho explica que, quando a Petrobras foi criada, os royalties eram de 5%. Ocorreram as alterações constitucionais de 1967, 1969 e quando a atual Constituição Federal foi promulgada em 1988, o monopólio da Petrobras foi quebrado e os royalties permaneceram em 5%. Foi somente quando a ANP foi criada, em 1997, que os royalties passaram a ser de 10%, com a seguinte condição: “5% seriam obrigatórios (os mesmos 5%). Entre eles e o limite legal de 10% sua definição ficaria a cargo da ANP, variando de caso a caso, de acordo com a dificuldade do bloco exploratório cedido.”

O advogado explica que este cenário dá duas premissas. A primeira constata que, quando a Constituição Federal trata em seu artigo 20, §1º, sobre os royalties ela trata dos 5% e não poderia ser diferente, pois naquela época toda a história dos royalties no Brasil só tratava daquele percentual. A segunda constatação é que a diferença entre 5% e 10% não está constitucionalmente protegida, tanto assim que a lei federal delegou para que a ANP os fixasse por seu exclusivo critério e não se tem notícia que algum Estado produtor tenha entrado com qualquer demanda contestando essa alíquota acima dos 5%, alegando perda de receita. Esse é o tratamento jurídico para a exploração do petróleo no Brasil à exceção das áreas do pré-sal.

Para Pinho, o problema seria resolvido se a alíquota dos royalties fosse modificada de 10% para 15% (tal como estava no anteprojeto quando saiu da Câmara dos Deputados e foi para o Senado), preservando-se 5% para os Estados produtores, na linha dos percentuais constitucionalmente históricos, e os 10% serão destinados para todos os Estados, o que inclusive aumentará a participação dos Estados produtores. “Estabelecer os royalties em 15% é razoável, não está fora dos padrões internacionais porque, por exemplo, nos Estados Unidos ele é de 18,7% e atenderia todo mundo. Preservam-se os 5%, não haveria perda de receita aos Estados produtores, e ainda aumentaria um pouco mais este percentual”, explica o advogado.

O que preocupa Pinho e que vai ao encontro do problema também apontado por Pires, é que, comparativamente ao momento geopolítico e possibilidade de atração de investimentos, o problema dos royalties é mero detalhe, pois “não bastassem essas questões de relevância para entender quais as variáveis que influenciam uma decisão sobre os royalties é importante salientar que o processo de extração de petróleo no pré-sal entrou em perigoso compasso de espera”.

O advogado explica, em artigo, que todas as informações sobre a exploração de petróleo em áreas do pré-sal vêm do modelo de contratação antigo, isto é, foram cedidos sobre o regime de concessão da lei anterior (Lei nº 9.478/97), sendo que já aconteceu de serem encontrados poços secos em áreas do pré-sal, ou seja, não é 100% certeza como o senso comum parece sugerir. “Além disso, as crises europeia e americana estão afugentando os capitais, sendo que dos países do BRIC, o Brasil não está exercendo um poder atrativo desses recursos, o que necessariamente ocorreria para o pré-sal, já que a indústria da energia, não só é de longe o maior segmento produtivo, como exerce uma variável caleidoscópica dentro do cenário econômico mundial, já que se modificar a equação da indústria da energia, muda-se todo o resto, ressalta Pinho.

Nesse cenário de mudanças constantes, preocupa também o fato de a China ter obtido déficit na sua balança comercial, pelo segundo trimestre seguido. Outro fato que poderá trazer mudanças é a atual situação das empresas americanas que geram energia movida a gás. “Em que pese importantes descobertas do gás de xisto (shale gas), a falta de regulamentação do mercado americano nessa área poderá levar importantes geradoras à falência, em período de tempo próximo. Precisamos concretizar importantes passos na política

do petróleo em geral e do pré-sal em particular, tendo como lições a crise de 2008 e os erros já cometidos por nós e pelos outros”, reflete Pinho.

### Pré-sal e autossuficiência

Apesar dos percalços que ainda precisam ser superados, dentro desta realidade que o pré-sal desvelou, não há dúvida de que a descoberta vem a colaborar com um futuro de autossuficiência brasileira nos próximos anos.

Para aumentar a produção petrolífera e manter uma posição sustentável de autossuficiência para médio e longo prazos, o Plano de Negócios para 2012 – 2016, da Petrobras, prevê investimentos totais de US\$ 236,5 bilhões, destinando 60% destes recursos para o segmento de E&P, o que corresponde a investimentos de US\$ 141,8 bilhões em cinco anos.

O planejamento estratégico da Petrobras para o horizonte 2020 também prevê a instalação de 19 sistemas de produção submarinas até 2016, e 38, até 2020. Além disso, a empresa mantém programas específicos de revitalização dos campos maduros, revertendo a tendência de queda que ocorre em reservatórios com adiantado estado exploratório, tanto para os campos de terra como para os campos mais antigos da plataforma continental, onde se destaca o Programa de Aumento da Eficiência Operacional da Bacia de Campos. Somente neste programa serão aplicados US\$ 5,1 bilhões, de 2012 a 2016.

Com esse programa de investimentos a Petrobras pretende manter uma relação reserva/produção segura para o futuro da Companhia e do abastecimento do país. Como resultado a empresa dispõe, hoje, de um potencial recuperável de petróleo e gás para aumentar a produção diária dos atuais 2,6 milhões de barris de óleo equivalente (petróleo e gás) para 3,3 milhões em 2016 e 5,7 milhões de barris em 2020, considerando os campos nacionais e do exterior. Considerando apenas a produção no Brasil, serão 2,5 bilhões de óleo equivalente dia em 2016 e 5,2 bilhões/dia em 2020. Estes níveis de produção vão garantir a recuperação e manutenção da autossuficiência.

Para a ANP, o pré-sal será importantíssimo para o Brasil, pois as descobertas anunciadas já estão atraindo investimentos de bilhões de dólares para o país. “O petróleo descoberto no pré-sal dá ao Brasil um novo peso geopolítico no mundo. Com ele, o Brasil não apenas assegura sua autossuficiência por um longo período, como se tornará, nos próximos 10 ou 15 anos, um dos

grandes exportadores de petróleo e derivados”.

Para a ANP, a nova regulação assegura que o governo brasileiro tenha condições de desenvolver uma política que fortaleça a indústria brasileira, gerando empregos e tecnologia de ponta. “Com isso, o Brasil vai evitar a chamada ‘doença holandesa’ como é conhecida no mundo as políticas de produtores de petróleo que preferiram importar tudo o que necessitavam e, quando a receita do petróleo diminuiu ou acabou, entraram em crise por causa das dívidas acumuladas e da falta de infraestrutura em seus próprios países”, esclarece a assessoria da agência.

A forte intervenção do Estado, na Petrobras, em meio a estas descobertas e possibilidades de ganho, é uma situação crítica para os investidores da área. Para Pires, a política que o governo tem usado para o setor de combustíveis, em particular o diesel, é para conter a inflação e não está preocupada com a Petrobras e seus acionistas. “Quem determina a política de preços de combustível no Brasil, em particular da gasolina e do diesel, é o Ministério da Fazenda e não a Petrobras. Este fato tem penalizado os acionistas, com trajetória ruim abaixo do Ibovespa. Esta intervenção política não é saudável, nem para quem investe, nem para a própria Petrobras, que vem perdendo recursos”, critica o diretor do Cbie.

Para Pires, não é o governo que tem de investir no pré-sal, são as empresas do petróleo. “Elas fazem isso para sobreviver, descobrindo, produzindo e vendendo o petróleo, é assim que elas ganham dinheiro. É preciso que o governo deixe a Petrobras funcionar dentro de uma lógica empresarial e não política. Tendo a empresa livre e com bons resultados, o governo, como um dos acionistas, poderia inclusive pegar os dividendos e investir em renováveis, por exemplo. Não é o governo que tem de investir no pré-sal, ele tem de regular o setor e deixar que as empresas de petróleo façam o trabalho delas. O governo deve investir em setores em que as taxas de retorno são menores, e em setores em que realmente é necessário incentivo governamental para que a produção aumente, que é o caso de algumas energias consideradas renováveis, não do petróleo”.

### REFERÊNCIAS

- Artigo “Desmistificando os royalties do pré-sal e avaliando a geopolítica mundial”, de Cláudio Pinho
- Artigo “Regulação do Pré-sal: novas fronteiras, novos desafios”, de Leonardo Oliveira da Silva
- Artigo “Marco regulatório brasileiro e análise de sua mudança para áreas estratégicas”, de Rodrigo Enrique Linares Troncoso’
- Artigo “Da ‘Campanha ‘O Petróleo é Nosso’ aos desafios do Pré-sal”, de Luiz Paulo Vellozo
- CPDOC: <http://cpdoc.fgv.br/producao/dossies/FatosImagens/PetrobrasAutoSuficiencia>



# Combustível verde

**Demanda maior por petróleo, preços elevados e, especialmente, a preocupação com questões ambientais são fatores que vêm estimulando a produção de biocombustíveis no mundo**



**E**m meio a polêmicas, que sinalizam o esgotamento das reservas de petróleo, e a inquietações envolvendo a preservação do meio ambiente, surgem alternativas que pretendem ser, se não substitutas aos combustíveis fósseis, ao menos causarem menor impacto ambiental.

Isso porque o expressivo crescimento da demanda mundial por energia e o conseqüente agravamento de problemas como altas temperaturas, elevação dos níveis dos oceanos, secas, enchentes e furacões tornaram-se indicadores de que as mudanças climáticas tendem a se intensificar, em virtude da emissão de gases do efeito estufa, em especial o dióxido de carbono, resultante da utilização de combustíveis fósseis e o desmatamento das florestas tropicais.

A relação entre os fatores econômicos e ambientais mencionados é responsável por promover profundas mudanças no cenário energético global. Governos de todo o mundo estão buscando firmar compromissos capazes de diminuir a poluição mundial e minimizar as conseqüências da emissão de CO<sub>2</sub>. Isso vem sendo feito, com mais pesquisas e investimentos no desenvolvimento das chamadas fontes renováveis de energia, dentre elas encontra-se a agroenergia, responsável pela produção dos biocombustíveis.

Neste cenário, o Brasil exerce papel de destaque, não apenas pelo protagonismo no caso do etanol proveniente da cana-de-açúcar, como também pelo potencial do biodiesel adquirido a partir da extração de óleo vegetal. A rica biodiversidade proporcionada pela grande extensão territorial do país e pela quantidade de biomas existentes é o principal diferencial competitivo do Brasil para se tornar líder na produção do biodiesel. É graças a este conjunto de características que, em 2004, foi criado o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), de origem interministerial do Governo Federal, cujo objetivo é implementar de forma sustentável, tanto técnica, como economicamente, a produção e uso do biodiesel, com enfoque na inclusão social e no desenvolvimento regional via geração de emprego e renda.

### Pioneirismo brasileiro

O primeiro motor a diesel foi criado em 1893 por Rudolf Diesel, na Alemanha. Em 1898, o mesmo motor foi apresentado oficialmente na Exposição Universal de Paris. O combustível utilizado era originado do óleo de amendoim. Visionário, em 1912, Rudolf Diesel afirmou que o motor a diesel poderia ser alimentado por óleos vegetais e ajudaria no desenvolvimento agrário dos

países dispostos a utilizá-lo. “O uso de óleos vegetais como combustível pode parecer insignificante hoje em dia, mas com o tempo irão se tornar tão importante quanto o petróleo e o carvão são atualmente”, profetizou Diesel.

No Brasil, o Conde Francisco de Matarazzo utilizava óleo obtido dos grãos de café para abastecer suas indústrias nos anos 1960. No processo de lavagem dos grãos do café, era utilizado o álcool da cana-de-açúcar. A reação entre o álcool e o óleo de café resultava na liberação de glicerina, redundando em éster etílico. O produto originado desta reação é um dos tipos de biodiesel.

Porém, foi a crise do petróleo, iniciada no final de 1973, que fez com que os países dependentes de seus derivados passassem a buscar alternativas de energia. Foi neste período que o Brasil criou o Programa Nacional do Álcool (Proalcool) em 1975, que tornou realidade a substituição da gasolina pelo álcool combustível. Os testes realizados com diferentes proporções de mistura de biodiesel no diesel combustível mostraram resultados técnicos viáveis. Porém, dois fatores paralisaram o avanço do uso comercial do biodiesel no Brasil e no mundo: a redução do preço do petróleo e o elevado custo de produção em relação ao diesel. No entanto, os já citados problemas ligados à disponibilidade do petróleo com preços acessíveis e aos seus impactos no meio ambiente reavivaram a discussão em todo o mundo.

Hoje, o Brasil tem uma posição de vanguarda no panorama dos biocombustíveis, ao lado de outros países. Segundo Erasmo Battistela, presidente da Associação dos Produtores de Biodiesel do Brasil (Aprobio), “nossa vocação agrícola nos dá algumas vantagens, como o melhor rendimento do etanol de cana-de-açúcar que o de milho dos Estados Unidos, por exemplo. No caso do biodiesel, a indústria ainda é incipiente, existe faz sete anos, mas já nasceu com um programa de governo que prevê a inclusão social da agricultura familiar no fornecimento de matéria-prima. Isso nenhum outro país tem”, afirma o presidente.

Mário Lindenhayn, presidente da BP Biocombustíveis do Brasil, também compartilha a tese de Battistela ao demonstrar que é possível produzir biocombustível a preços competitivos. “O Brasil é pioneiro no desenvolvimento de um mercado de biocombustíveis de larga escala. Desde o Proálcool, nos anos 1970, o etanol de cana-de-açúcar tem participação relevante na matriz energética do país, demonstrando que é possível se produzir biocombustíveis competitivos, com baixa

emissão de carbono, sustentáveis e em larga escala”, defende Lindenhayn.

## Cenário mundial

Além do Brasil, os biocombustíveis vêm sendo testados na Alemanha, Argentina, Estados Unidos, França, Itália e Malásia. Todos já produzem biodiesel comercialmente e possuem políticas de estímulo ao seu desenvolvimento em escala industrial.

Anualmente, a União Europeia produz mais de 1,35 milhão de toneladas de biodiesel, em cerca de 40 unidades de produção, o que corresponde a 90% da produção mundial. Como medidas de fomento, o governo garante incentivo fiscal aos produtores, além de promover leis específicas para o produto, como maneira de melhorar as condições ambientais pela utilização de fontes de energia mais limpas. Além disso, a tributação dos combustíveis de petróleo, na Europa, inclusive do óleo diesel mineral, é extremamente alta, o que garante maior competitividade do biodiesel no mercado.

O maior país produtor e consumidor mundial de biodiesel é a Alemanha, responsável por 42% da produção mundial. Sua produção é feita a partir da canola, produto utilizado principalmente para nitrogenização do solo. A extração do óleo gera farelo proteico, usado como ração animal. O óleo é distribuído de forma pura, isento de mistura ou aditivos, para a rede de abastecimento de combustíveis compostas por cerca de 1.700 postos.

Quando se fala em etanol, o cenário muda. Estados Unidos e Brasil detêm a liderança absoluta na produção de etanol, totalizando quase 70% da produção mundial. Em seguida vem a China (8,9%), União Europeia (5,3%) e Índia (4%). Embora perca por uma margem pequena para os Estados Unidos, o Brasil é líder absoluto no ranking dos países que exportam e consomem o produto – detém cerca de 60% do mercado internacional de álcool. Os Estados Unidos produzem o etanol a partir do milho, mas seu destino é o mercado interno.

O momento, portanto, é propício para que o Brasil, referência em política pública nesse segmento para o resto do mundo, atue como fornecedor de tecnologia e exerça – de modo sustentável – papel protagonista na negociação e comercialização dos biocombustíveis no mercado internacional.

De acordo com o Energy Outlook 2030, estudo realizado pela BP a respeito do cenário futuro de energia, os biocombustíveis devem se tornar um dos meios principais para se levar aos veículos um combustível seguro, sustentável e de baixa emissão de carbono. As

projeções podem variar, mas estimativas sugerem que os biocombustíveis poderão representar cerca de 7% do mercado global de combustíveis para o transporte rodoviário nos próximos 20 anos. Hoje, biocombustíveis compõem 3% deste cenário.

## Características do mercado brasileiro

O biodiesel foi introduzido na matriz energética brasileira, em 2005, pela Lei n. 11.097, de 13 de janeiro de 2005, que tornou obrigatória a adição do biodiesel ao diesel mineral consumido no país. Para o governo federal era estratégico para o Brasil promover um combustível renovável que pudesse fomentar o desenvolvimento regional, reduzir as desigualdades sociais, gerar emprego e renda no campo e reduzir a necessidade de divisas para importação de diesel, conforme informa o relatório intitulado “Mercado brasileiro de biodiesel e perspectivas futuras”, produzido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES).

Entre os anos 2005 e 2007, a mistura de 2% (B2) no diesel comercializado foi autorizada de forma não compulsória. Em janeiro de 2008, começou o período de obrigatoriedade com a mistura a 2% (B2), tendo de passar a 5% até 2013. No segundo semestre de 2008, o governo elevou a mistura para 3% (B3), e no segundo semestre de 2009 para 4% (B4). Embora inicialmente a mistura a 5% (B5) estivesse prevista para vigorar somente em 2013, em 2009 o plano foi revisto e antecipou-se a meta B5 para janeiro de 2010. A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) ficou responsável pela organização e regulação do novo mercado obrigatório.

Uma das principais incumbências da ANP é realizar periodicamente os leilões de compra e venda de biodiesel. Esses leilões foram formatados para o período não obrigatório entre 2005 e 2007, mas, para preservar a participação da agricultura familiar no fornecimento de matérias-primas, o governo preferiu manter a sistemática de compra por meio de leilões no período obrigatório, em detrimento de negociação direta entre produtores e distribuidores ou refinarias, tal como ocorre no mercado de etanol.

Segundo assessoria da ANP, o governo vem se empenhando em oferecer as melhores condições para o crescimento dos combustíveis renováveis no Brasil e vem trabalhando numa regulamentação que estimule a competição saudável a seu crescimento. Apesar do empenho do governo, a complexidade do PNPB, que visa não apenas fomentar a produção do biodiesel, mas também desenvolver social e economicamente as



regiões Norte e Nordeste do Brasil, vem sendo criticada em alguns pontos.

Para Alexandrina Sobral, pesquisadora da Fundação Joaquim Nabuco e professora de ciência política da Universidade Federal de Pernambuco, o fato de a ANP ter forte ligação com a Petrobras acaba fazendo com que a agência não exerça o papel intermediador forte o suficiente que torne a relação mercado e produtor mais palatável.

“São muitos atores para regular e um mercado que ainda não se adaptou à ideia de agricultura familiar, que é um dos objetivos de fomento do PNPB. Pela sua complexidade, ele acabou se tornando um programa caro para dar conta principalmente das questões sociais que abraça”, explica Alexandrina.

Apesar dos percalços, Alexandrina ressalta que o PNPB vem dando certo em decorrência da forte demanda interna que fixa o percentual de 5% de biocombustível misturado ao diesel. “Pela capacidade instalada de nossas plantas, já poderíamos estar adicionando mais de 5% ao fóssil, mas ainda há resistências. O fato é que, bem ou mal, a ANP está tentando corrigir falhas do mercado. Para isso, temos o chamado Selo Combustível Social, que faz parte do PNPB e prevê incentivos fiscais para quem compra pelo menos 30% de matéria-prima da agricultura familiar”, ressalta a professora. Só em 2011, segundo dados do Ministério do Desenvolvimento Agrário, estas aquisições somaram R\$ 1,5 bilhão em transferência de receita para o agricultor familiar. O valor supera todo o orçamento para a reforma agrária no período.

O Selo Combustível Social é importante para subsidiar esta cadeia produtiva, mas ainda não chegou às bases. “O Norte e o Nordeste ainda não perceberam uma inclusão social dos agricultores familiares no programa. Houve um avanço social com as cooperativas, mas é um tipo de negócio que agora está chegando nestas regiões, onde a cultura das cooperativas ainda levará um tempo para se consolidar. De qualquer maneira, os agricultores já conseguem ver todo o processo como uma maneira de se organizarem e receberem pela produção no final de cada mês. Além disso, hoje vemos jovens do ensino médio tendo toda noção do que é um laboratório químico e isso é muito importante em termos educacionais para a região”, defende Alexandrina.

A professora Suani Coelho, coordenadora do Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO) do Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE) da USP, avalia que o programa do governo para biodiesel não está indo para a frente. No caso dos leilões promovidos pela

ANP, a Petrobras compra o biodiesel, que é adicionado ao diesel que distribui. “O preço que ela paga nos leilões é maior do que o preço final do diesel, ou seja, ela acaba colocando uma diferença neste valor, mesmo sendo biodiesel de soja que é mais barato”, explica Suani.

Para a professora, o que falta são políticas que baixem os custos da produção do biodiesel para que ele se torne mais competitivo. “O PNPB nasceu com as missões de desenvolver a agricultura familiar no semiárido nordestino; substituir parte do diesel nacional por biodiesel, pois o óleo mineral nacional tem uma grande quantidade de enxofre e, por último, suprir parte do diesel que temos que comprar para abastecer as frotas de caminhões e ônibus que são muito grandes no Brasil. Esta conta é inviável, enquanto não houver políticas para tentar reduzir os custos de produção do biodiesel. Isso porque, mesmo quando vai a leilão e a Petrobras faz a compra pela menor oferta, os menores custos do biodiesel ainda são maiores do que os custos de produção do diesel convencional”, aponta Suani.

O presidente da Aprobio, Battistela, afirma que o PNPB é uma ferramenta boa, mas que precisa evoluir. “O PNPB é a prova de que o biodiesel é uma política do Estado brasileiro, mas não pode ser relegado a um segundo plano no planejamento energético do país, o que implica riscos como desindustrialização, abandono dos benefícios aos pequenos agricultores cooperativados, a volta dos impactos negativos no saldo de pagamentos da balança comercial, e mesmo de não inserção de fontes renováveis na matriz energética do país”.

Para Battistela, não é porque o Brasil tem uma das fontes mais limpas de energia do mundo, a hidrelétrica, que pode relaxar na depuração dessa matriz no sentido de limpá-la mais ainda. E mesmo a energia elétrica implica uma série de problemas de desmatamento, licenças ambientais, desalojamento de populações, que tem comprometido a imagem do Brasil no cenário internacional. “Perdemos uma chance de ouro de apresentar na Conferência Rio+20 o novo marco regulatório do setor do biodiesel. Esta nova legislação está pronta, tecnicamente, só dependendo de uma decisão política do governo para ser encaminhada ao Congresso Nacional”, relata o presidente da Associação.

### Matéria-prima no Brasil

O biodiesel pode ser produzido a partir de diversos tipos de óleos vegetais (soja, canola, girassol, mamona, pinhão-mansão, algodão, dendê, etc.), além da gordura

animal. Em setembro de 2009, o óleo de soja representava cerca de 75% da matéria-prima utilizada para produzir biodiesel, seguido por 16% de gordura bovina e 6% de algodão no Brasil.

Diante destes dados, é evidente a importância do papel que os produtores de soja exercem sobre o programa do biodiesel, tendo em vista que, quando o PNPB foi lançado, o mercado proveniente do biodiesel de soja era o mais bem preparado para atender às necessidades do mercado doméstico. Porém, a soja não deve permanecer dominante como a principal matéria-prima de produção do biodiesel, por causa da baixa produtividade de óleo por área plantada.

O custo do óleo vegetal representa cerca de 80% a 85% do custo de produção do biodiesel. Para aumentar a competitividade do biodiesel em relação ao diesel mineral, o Brasil deveria buscar uma cultura ou outra fonte mais eficiente do que a soja. Daí umas das necessidades de se diversificar a matéria-prima do óleo vegetal por meio de programas que estimulem a produção de outras fontes de extração do óleo.

O óleo da mamona foi uma das matérias-primas incentivadas pelo governo na região Nordeste, mas o biodiesel produzido a partir desse fruto apresenta viscosidade elevada. Por isso, o óleo de mamona deve ser misturado a outros óleos para se obter um biodiesel de melhor qualidade e não comprometer o bom desempenho e a durabilidade dos motores.

Segundo o relatório do BNDES, atualmente, existem iniciativas para desenvolver e utilizar o pinhão-mansão na produção de biodiesel que, em princípio, apresentaria produtividade maior que as demais culturas vegetais, exceto a do dendê. Dentre suas vantagens, estão o fato de não ser utilizado como alimento; baixo custo de implantação e manutenção agrícola; uso intensivo de mão de obra não qualificada para colheita manual; possibilidade de cultivo no semiárido; produção durante o ano todo e elevada produtividade (em torno de 1,5 ton a 2 ton de óleo/ha). Apesar das qualidades do pinhão-mansão, pouco se sabe sobre sua cultura, as resistências a doenças e pragas e as áreas mais adequadas para plantio, além do fato de que há um período inicial de dois a três anos de baixa produtividade. Isso significa que há elevada necessidade de capital de giro no início da atividade agrícola.

Em longo prazo, há pesquisas com o objetivo de desenvolver biodiesel a partir de algas, que supostamente devem apresentar produtividade superior à de qualquer cultura vegetal tradicional. Atualmente, a pesquisa sobre

o biodiesel de algas é considerada a nova fronteira do setor. A expectativa em relação a esse biodiesel é enorme, pois as algas absorvem o CO<sub>2</sub>; crescem de forma rápida e exponencial; são ricas em óleo; podem ser cultivadas em piscinas ou lagoas abertas ou em fotobiorreatores; podem apresentar grandes produtividades por hectare por necessitar relativamente de pouco espaço físico (terra), o que não ocorre com as culturas vegetais tradicionais; e não são utilizadas como alimento de uma forma geral.

Para membros especialistas do IEEE, esse simples organismo autotrófico é a mais promissora fonte sustentável capaz de atender à crescente demanda global por energia. Segundo o IEEE, os biocombustíveis derivados de alga constituem uma fonte alternativa e robusta de energia, oferecendo uma opção sustentável para a produção de petróleo, querosene de aviação e gases de aviação. O uso de algas é vantajoso devido à sua concentração extremamente elevada. "Um acre de milho pode ser usado para gerar 300 galões de etanol por ano, enquanto um acre de alga pode produzir de 6 a 10 mil galões de etanol por ano", disse William Kassebaum, Membro Sênior do IEEE e CEO da Algaeon Inc.

Além da sua capacidade de produzir energia, as algas constituem uma densa fonte de proteínas que pode ser usada na produção de ração animal, de cosméticos e alimentos nutritivos. "Algas podem produzir proteínas 200 vezes mais densas que a soja", acrescenta Kassebaum. "As numerosas aplicações inovadoras para algas já estão impactando nossas vidas, mas a alga para uso em biocombustíveis ainda é limitada, devido à disponibilidade de capital para expandir a indústria".

Atualmente, a biomassa e o óleo de algas estão sendo estudados para utilização como biocombustível líquido pela despolimerização térmica (TDP), gaseificação, ou até mesmo solvência de alguns dos óleos para utilização em refinarias de hidrocrackeamento e catalítico padrão. Os óleos resultantes são purificados e misturados com outros combustíveis ou componentes para transformá-los em combustíveis para transporte. Em algumas empresas dos Estados Unidos, por exemplo, as algas estão sendo usadas para fazer combustíveis para transporte.

Para Kassebaum, em breve, os combustíveis devem finalmente ser vendidos a preços de commodities próximos ao combustível fóssil existente. "Os custos de produção devem ser competitivos em relação aos preços dos combustíveis fósseis para ser rentável – provavelmente na faixa de US\$ 60 a US\$ 80/barril.



AGÊNCIA PETROBRAS

Plantação de canola que faz parte do programa de suprimento agrícola para a Usina de Biodiesel de Marialva, no Paraná

Algumas companhias afirmam ter processos que serão nessa faixa de custo em escala comercial”, explica o especialista.

Diante dessas perspectivas, o Brasil, ao longo do tempo, deve perseguir uma fonte (cultura vegetal tradicional ou algas) mais eficiente do que a soja, preferencialmente que não seja utilizada como alimento, evitando-se ou minimizando qualquer possibilidade de a produção de biodiesel afetar, de alguma forma, os preços dos óleos vegetais (ou grãos) utilizados como alimento. Segundo o relatório do BNDES, estes cuidados devem ser tomados dado o tamanho do mercado de combustíveis, pois qualquer percentual de mistura de biodiesel impactaria o mercado de óleos vegetais e toda a sua cadeia produtiva.

### Mercado futuro

Sobre o futuro do biocombustível a tendência é somente de crescimento, principalmente pelo fato de a frota de veículos como caminhão e ônibus não parar de crescer, além do número de voos ter se intensificado com a ascensão da chamada classe C. Todos estes meios de transporte usam o diesel como combustível misturado a 5% de biodiesel.

Para Mário Lindenhayn, presidente da BB Biocombustíveis, somente no Brasil, há espaço para o consumo de 80 bilhões de litros de etanol em 2020, partindo de 27,4 consumidos em 2010/11. Isso implica mais do que dobrar a base instalada hoje no país.

“Este crescimento é complementado pelos mandatos internacionais de adição de biocombustíveis à gasolina, que vêm crescendo especialmente na Europa e nos Estados Unidos. Neste cenário, o Brasil é pioneiro na produção de etanol de cana-de-açúcar e possui tanto as condições climáticas adequadas quanto a experiência no cultivo e manejo para se manter como um dos principais produtores de etanol no mundo”, acredita Lindenhayn.

A professora Suani também vê o mercado de biodiesel com perspectivas de crescimento, principalmente por conta do constante aumento da frota. Porém, a professora ressalta que se não houver programas que diminuam os custos de produção do biodiesel, ele nunca será competitivo como ocorreu com o álcool. “Precisamos pensar seriamente na diversificação da matéria-prima para não ficarmos restritos à soja. Também precisamos investir na capacitação técnica do pessoal, que não sabe lidar com a mamona, por exemplo”.

Além disso, Suani chama a atenção para uma característica peculiar da produção do biodiesel brasileiro: as plantas industriais são provenientes da Europa, a maior parte da Alemanha, em que utiliza o metanol. “No Brasil, temos apenas uma empresa que produz biocombustível com o etanol da cana. A maioria do nosso biodiesel usa metanol importado, o que é muito mais caro e é esta tecnologia que possuímos no país”, aponta a professora.

Para Battistela, o uso dos biocombustíveis deve



ganhar uma importância cada vez maior em níveis mundiais. Assim como as energias renováveis, e dentro delas os biocombustíveis, tendem a ser o futuro do Brasil e do mundo em termos de matriz energética para sustentar o crescimento econômico. O presidente da Aprobio lembra que o biodiesel é um combustível verde, que emite 57% menos gases poluentes, segundo estudo da Fundação Getúlio Vargas. O Brasil hoje tem 200 veículos para cada mil habitantes. De acordo com a Universidade de São Paulo, em termos de poluição, quando chegar a 700 por mil será o ponto de saturação para a saúde das pessoas.

“São Paulo já tem 650 veículos por mil habitantes. Isso não poderá continuar assim. Por poluir menos, o biodiesel contribui para reduzir o número de internações hospitalares por problemas respiratórios em quase 13 mil. Estes são dados da FGV, com base nos termos atuais de presença do biocombustível no mercado brasileiro, que é misturado à proporção de 5% em cada litro de diesel fóssil comercializado no país. Em termos de mortes, a prevenção chega a quase dois mil. Com 20% de mistura, será possível reduzir quase 800 mil internações pelos mesmos motivos e evitar mais de 11 mil mortes”, salienta Battistela.

A vocação agrícola brasileira dá algumas vantagens ao país no mercado mundial, acredita Battistela. “Temos melhor rendimento do etanol de cana-de-açúcar que o de milho dos Estados Unidos, por exemplo. No caso do biodiesel, a indústria ainda é incipiente, existe há cerca de sete anos, mas já nasceu com um programa de governo que prevê a inclusão social da agricultura familiar no fornecimento de matéria-prima. Isso nenhum outro país tem”.

Mesmo assim, Battistela crê que há espaço para melhorias que fomentem este crescimento de uma maneira positiva. “É preciso regras claras para o mercado evoluir com previsibilidade de mais demanda e segurança jurídica que fundamente os investimentos que ainda podem ser feitos. O parque industrial do país opera hoje com 55% de capacidade ociosa. Tem, portanto, plenas condições para atender a um mercado maior e ainda exportar. De 2005 a 2010, quando chegamos à mistura de 5% no diesel, investimos R\$ 4 bilhões, gerando 1,3 milhão de empregos em toda a cadeia produtiva. Para atender a um mercado com 20% de mistura, por exemplo, teremos de investir mais R\$ 28 bilhões”, calcula.

Segundo Battistela, a diversificação da matéria-prima tão almejada já vem ocorrendo no país, com o incentivo da indústria que tem apoiado intensamente

as pesquisas no desenvolvimento de novas tecnologias que propiciem a diversificação das matérias-primas para além da soja e do sebo animal. “Incentivamos cada vez mais a produção de biodiesel a partir de óleo de girassol, de canola, de amendoim, de óleo de dendê e de palma. Outra vantagem importante é a extensão territorial do país, que permite o cultivo agrícola destas matérias-primas ainda incipientes. A Vale acaba de inaugurar uma planta importante no Pará para processar a palma na fabricação do combustível, gergelim e outras oleaginosas”, informa Battistela.

Pesquisadores brasileiros têm atuado na ampliação da produtividade da cana-de-açúcar e em outras frentes de pesquisa e desenvolvimento. “No final de abril, a BP Biocombustíveis firmou uma parceria com a Fapesp para o co-financiamento de pesquisas na área de bioenergia, que prevê o investimento conjunto de R\$ 50 milhões em até dez anos”, diz Lindenhayn.

Na opinião de Battistela, como todo o setor incipiente, vão se descobrindo as dificuldades ao longo do caminho com a própria evolução do segmento, como forma de comercialização, especificações técnicas do produto, questões tributárias e outras, que dizem respeito a toda a cadeia produtiva, desde a compra da matéria-prima até a venda do biodiesel na bomba do posto de abastecimento.

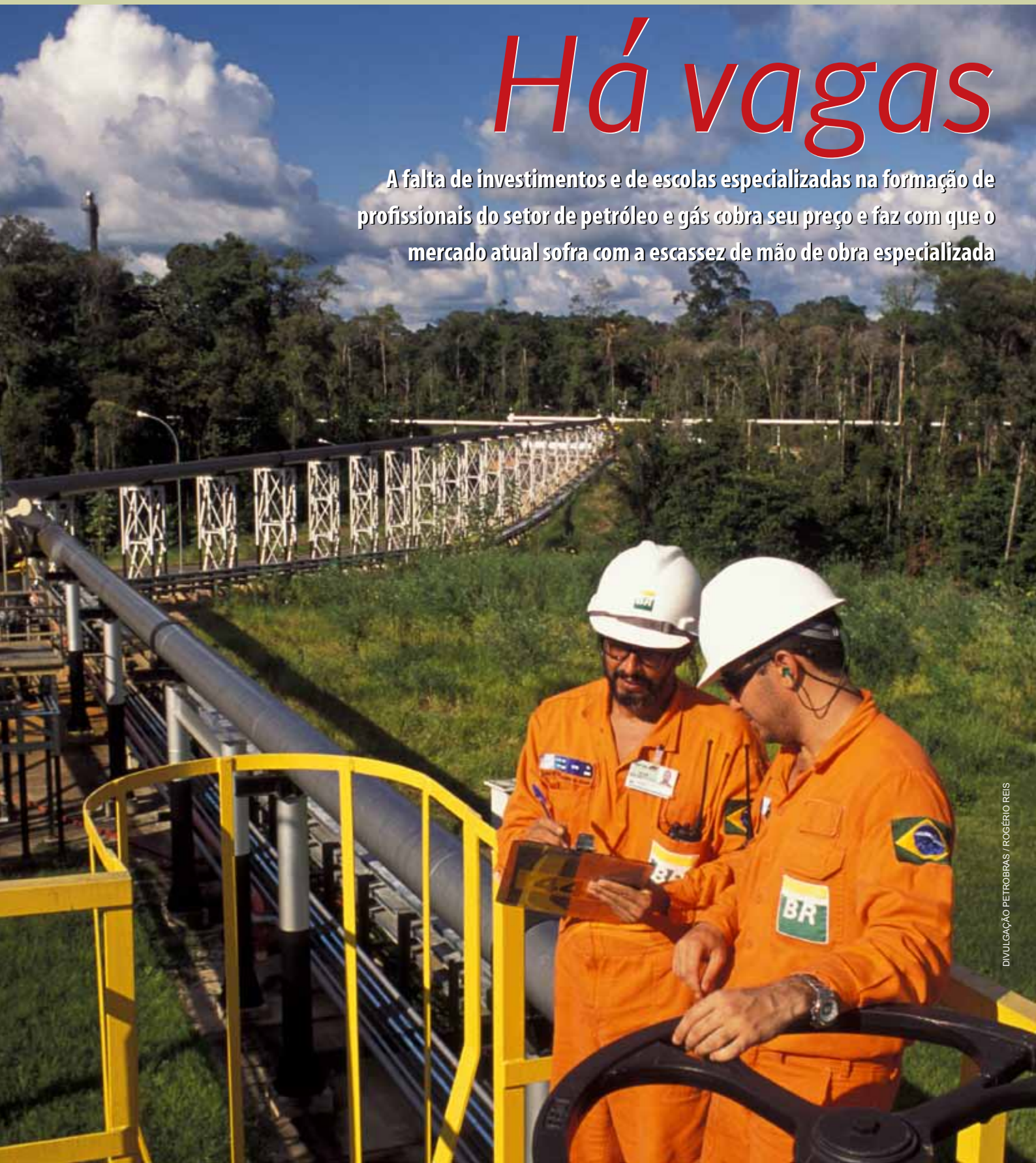
Para que o biodiesel exerça um papel importante na matriz energética e não seja apenas um complemento marginal ao diesel mineral, são necessárias inovações para que alguns paradigmas sejam quebrados, a fim de reduzir o seu custo de produção, empregando-se matéria-prima de alta produtividade que não seja alimento. Somente assim o biodiesel se desvincularia da tradicional e consolidada indústria do petróleo, tornando-se de fato uma alternativa ao petróleo. Se continuar sendo apenas um complemento marginal ao diesel mineral, no dia em que o petróleo se exaurir ou for substituído, o biodiesel poderá ter o mesmo destino.

## REFERÊNCIAS

- “Biocombustíveis brasileiros e o mercado internacional: desafios e oportunidades”, Revista do Conselho da Justiça Federal (CEJ);
- “Mercado brasileiro de biodiesel e perspectivas futuras”, BNDES Setorial;
- “Biocombustíveis – Uma alternativa para o mundo, uma oportunidade para o Brasil”, Embrapa;
- “Produção de biodiesel e óleo vegetal no Brasil: realidade e desafio”, artigo apresentado no XLVI Congresso da Sociedade Brasileira de Economia, Administração e Sociologia Rural, de Mauro Osaki e Mário Otávio Batalha.

# Há vagas

A falta de investimentos e de escolas especializadas na formação de profissionais do setor de petróleo e gás cobra seu preço e faz com que o mercado atual sofra com a escassez de mão de obra especializada



DIVULGAÇÃO PETROBRAS / ROGERIO REIS



A carência de mão de obra especializada tem se revelado o maior drama do setor de petróleo e gás. Com um grande potencial de crescimento, processos que envolvem desde a extração, produção, projetos de engenharia, pesquisa e desenvolvimento e comercialização carecem de trabalhadores capacitados. Para se ter uma idéia, dados do levantamento realizado pela HayGroup, empresa de consultoria internacional de recursos humanos no Brasil, mostram que o déficit de engenheiros com experiência atinge a marca de 35 mil ao ano.

Somada a essa deficiência já constatada, está a estimativa da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que prevê que cerca de 50 mil vagas anuais de nível técnico serão abertas até 2015.

As possibilidades de trabalho em toda a cadeia produtiva do setor de óleo e gás são muitas e dependem da formação do profissional. Considerando as estimativas positivas de crescimento para este mercado nos próximos anos, a tendência é que a oferta de empregos, que já é elevada, aumente ainda mais. O que ocorre é que como este segmento demanda conhecimentos de alto grau tecnológico, os profissionais disponíveis no mercado nem sempre correspondem às expectativas das empresas, deixando uma grande lacuna no mercado de trabalho.

Na opinião de Bernardo Moreira, sócio de auditoria da área de petróleo e gás da KPMG no Brasil, as recentes descobertas, especialmente, do pré-sal, geram expectativas de o Brasil se tornar um dos principais produtores mundiais de petróleo no mundo e como reflexo, o setor já enfrenta um aumento da demanda por mão de obra especializada e por profissões que até então não eram tão requisitadas. Em seu artigo "Petróleo e gás: sobram vagas, faltam profissionais capacitados", Moreira diz que as empresas do setor já estão investindo em cursos e treinamentos de qualificação, preparando seus futuros profissionais. "Essa cadeia vem preparando vários profissionais para atuarem no desenvolvimento de campos de prospecção, exploração e expansão de jazidas, transporte, refino, industrialização e atividades afins, como processamento de gás natural. E não para por aí. Em um momento em que se discutem novas matrizes energéticas, os engenheiros de petróleo começam a agregar conceitos de sustentabilidade e meio ambiente", analisa.

Para a headhunter da Acalântis Recursos Humanos, Fran Winandy, o fenômeno atual pode ser explicado pelas grandes mudanças em que o setor de petróleo e gás passou nos últimos anos. "Recentemente houve um aumento de demanda no Brasil. Como não era uma área que oferecia maiores oportunidades, exceto pela procura da Petrobras, as pessoas não se interessavam muito em atuar nela. Hoje este cenário mudou, as oportunidades são mais frequentes e mais interessantes, mas não temos um grande número de profissionais com experiência ou formação adequada: ou são pessoas com experiência e salários altos, ou são pessoas com formação e experiência no exterior e, novamente, com salários altos, ou são profissionais iniciantes para o grau de complexidade exigido", avalia.

A amplitude da cadeia de óleo e gás faz com que este setor demande necessidades profissionais diversificadas. Diversos estudos sobre a mão de obra no setor de petróleo foram realizados no mundo. O Relatório Final de Atividades 2008/2010 da Comissão Especial de Petróleo e Gás Natural do Estado de São Paulo (Cespeg) observou três características comuns à mão de obra no setor, também constatadas no Brasil e no Estado de São Paulo:

- I. "Envelhecimento" da mão de obra: muitos profissionais experientes da indústria estão entre 40 e 50 anos de idade. Além disso, é provável que metade da atual força de trabalho aposente-se nos próximos dez anos;
- II. Necessidade de capacidades especializadas: dada a natureza do setor, as empresas muitas vezes sofrem com a escassez em áreas de alta especialização, como engenharia e geofísica. Cerca de 40% dos empregadores do setor, em nível mundial, possuem dificuldades para preencher suas vagas.
- III. Especificamente no Brasil, os programas de formação na área atendem às demandas nos níveis básico e técnico, havendo lacunas para especialização. Além disso, a deficiente formação primária dos cursantes impede o bom aproveitamento nos programas de capacitação, que necessitam de melhorias.

Com base em levantamentos e trabalhos, o Relatório identificou uma carência relativa de mão de obra no setor de petróleo no Estado de São Paulo, concentrada em alguns nichos específicos:

## Demanda por mão de obra no setor de petróleo e gás

### Geologia

Geofísica

Engenharia em geral, principalmente com especialização em gestão de projetos, montagem, orçamento, projeto de produto e projeto de processo

Engenharia de perfuração e naval

Profissionais da cadeia de suprimentos, como operador de máquinas, técnico de inspeção e engenheiro de supervisão, entre outros

Engenharia mecatrônica, de petróleo, gás natural e energia

Profissionais nas áreas de manutenção e operação, como pintor, lixador, caldeireiro, encanador, maçariqueiro, montador, montador de andaime, eletricista montador, mecânico ajustador, instrumentista reparador

Operários do setor de siderurgia especializados, assim como especialistas em solda e metrologistas

Fonte: Relatório Cespeg 2008/2010

## Empregos diretos gerados em estaleiros (2011)

Posição	Estado	Empregos
1º	Rio de Janeiro	25.020
2º	Amazonas*	11.987
3º	Pernambuco	9.798
4º	Rio Grande do Sul	5.500
5º	Santa Catarina	2.125
6º	Bahia	2.125
	Outros	2.612
Total geral		59.167

Fonte: Sinaval

\*Estatísticas do Sindicato da Construção Naval do Amazonas

## Programas de capacitação

A alta oferta de empregos e os bons salários – por conta, inclusive, dos riscos que o segmento oferece – são os maiores atrativos. Muitos engenheiros já buscam especialização na área e a disponibilidade de cursos nas diversas formas de atuação na cadeia de óleo e gás vem aumentando cada vez mais.

Para suprir a carência de trabalhadores e pesquisadores, desde 1999, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) mantém o Programa de Recursos Humanos (PRH – ANP). Para participar do programa, os alunos devem prosseguir com a formação tradicional e inserir em sua grade curricular disciplinas complementares (seis, em cursos de graduação) sobre temas da indústria do petróleo e

gás, adequadas a determinadas especializações: “O aluno participante do programa recebe, por exemplo, um certificado de especialização em Engenharia de Dutos ou de Geólogo de Petróleo, possibilitando assim uma inserção mais adequada no mercado de trabalho, pois, ao sair da universidade, já acumula conhecimento complementar”, explica o gerente de tecnologia do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), Raimar van den Bylaardt.

Ele ainda conta que entre 1999 e 2011 foram investidos cerca de R\$ 242 milhões na concessão de taxa de bancada e de 6.535 bolsas de estudos (813 de técnico, 3.336 de graduação, 1.655 de mestrado e 731 de doutorado), de estudantes que receberam ou irão receber certificados de especialização em atividades do setor de petróleo e gás, em áreas tais como:



geologia; mecânica; química; engenharia química; matemática; direito; meio ambiente; e em diversas outras competências.

Outra ação para estimular a formação de mão de obra qualificada é o Plano Nacional de Qualificação Profissional do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Pnpq-Prominp), que oferece cursos profissionalizantes de curta duração.

A ação possibilitou a qualificação de mais de 80 mil trabalhadores, em 15 estados brasileiros, com investimentos superiores a R\$ 200 milhões no período de 2007 a 2011. Estes recursos são oriundos da Petrobras e fazem parte dos investimentos obrigatórios decorrentes da Cláusula de Investimentos em P&D, constante dos contratos de concessão de exploração e produção realizados com a ANP. Embora estes números sejam expressivos, representam apenas dois terços da necessidade imediata de profissionais, segundo estudos efetuados pelo Programa, que continua organizando novos ciclos de cursos para atender a esta demanda.

Em mais uma tentativa de suprir essa carência, a ANP lançou em junho deste ano uma campanha para divulgar os programas de capacitação. Batizada como “Vamos nessa. O Brasil precisa de você”, quer atrair jovens para as 274 profissões básicas, técnicas e universitárias que fazem parte da indústria petrolífera.

Porém, apesar do estímulo, o momento atual ainda é preocupante para quem procura profissionais com uma formação tão específica. É o que revela a porta-voz da Acalântis, Fran Winandy: “Os cursos começaram a aparecer de uns tempos para cá, mas ainda são insuficientes diante da demanda. Hoje há um maior interesse, mas o mercado não dispõe de tempo para preparar esses estudantes”.

Para contornar a situação e manter o mercado aquecido, muitas empresas recorrem a técnicos especializados em outras indústrias, como a automotiva e a metalúrgica, e mão de obra experiente, porém estrangeira. Chile e Argentina são os celeiros mais procurados.

Outro ponto a ser pensado é o estresse a ser enfrentado por quem aceita trabalhar em plataformas. Normas de segurança rígidas, escassa comunicação com o continente – especialmente as de caráter pessoal – e longas jornadas de trabalho fazem parte do lado negativo do trabalho offshore.



Bom preparo físico para enfrentar um eventual abandono de plataforma ou navio é fundamental.

A contrapartida pode vir em forma de alguns benefícios que profissionais em terra firme não teriam, como 21 dias de folga para compensar o ritmo de 14 dias em atividade, 30% de adicional salarial enquanto embarcados e nenhuma despesa.

No entanto, mesmo com ações para promover a formação de trabalhadores tão específicos, os programas têm esbarrado em alguns gargalos. Uma das mais preocupantes – mas facilmente previsíveis – é a qualidade insatisfatória do ensino básico no Brasil, uma vez que se tem observado o baixo conhecimento em português e matemática dos candidatos no Brasil.

Além de alunos sem pré-requisitos básicos, a falta de laboratórios e oficinas em quantidade e qualidade adequadas nas escolas é um agravante para a formação. O gerente do IBP, Raimar van den Bylaardt, ressalta a necessidade de se aumentar as bolsas de estudo: “O aquecimento do mercado de trabalho, que resulta no aumento dos valores salariais oferecidos pelas empresas, faz com que muitos alunos sejam contratados antes de concluir ou mesmo iniciar sua formação como mestres ou doutores, o que prejudica a oferta de mão de obra para os setores de pesquisa e formação de recursos humanos.

Assim, há que se repensar o valor das bolsas para quem tem um conjunto adicional de obrigações, como é o caso dos bolsistas do PRH – ANP, que devem obrigatoriamente cursar diversas disciplinas complementares, realizar uma pesquisa e escrever seu trabalho de fim de curso sobre um tema de interesse para o setor. Outro resultado direto deste aumento de valor das bolsas seria a competição que geraria para o aluno ser aceito pelo programa, trazendo para este mercado aqueles que detêm a melhor formação básica.

## Recomendações

O Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) fornece algumas recomendações quando o assunto é capacitação profissional na área de petróleo e gás. Entre elas, estão:

### Qualificação

• Cuidado com a instituição e com o curso oferecido.

Cursos generalistas do tipo “Qualificação em petróleo e gás” não serão um diferencial na hora da contratação;

- Os cursos e qualificação mais recomendados são aqueles que dão uma formação específica, como: operador de produção, inspetor de equipamentos, rádio operador, etc.;
- Se o objetivo é inserir-se rapidamente no mercado, esta não é a melhor opção.

### Técnico

- Em geral, as grades dos cursos técnicos de petróleo e gás são voltadas para o processamento do petróleo;
- É uma boa formação para se trabalhar em plantas de produção de petróleo;
- Para aqueles que desejam embarcar, o curso técnico é o caminho mais rápido e fácil, devido à sua especialização e curta duração. Além disso, a exigência do inglês é um pouco menor do que para o profissional de nível superior.

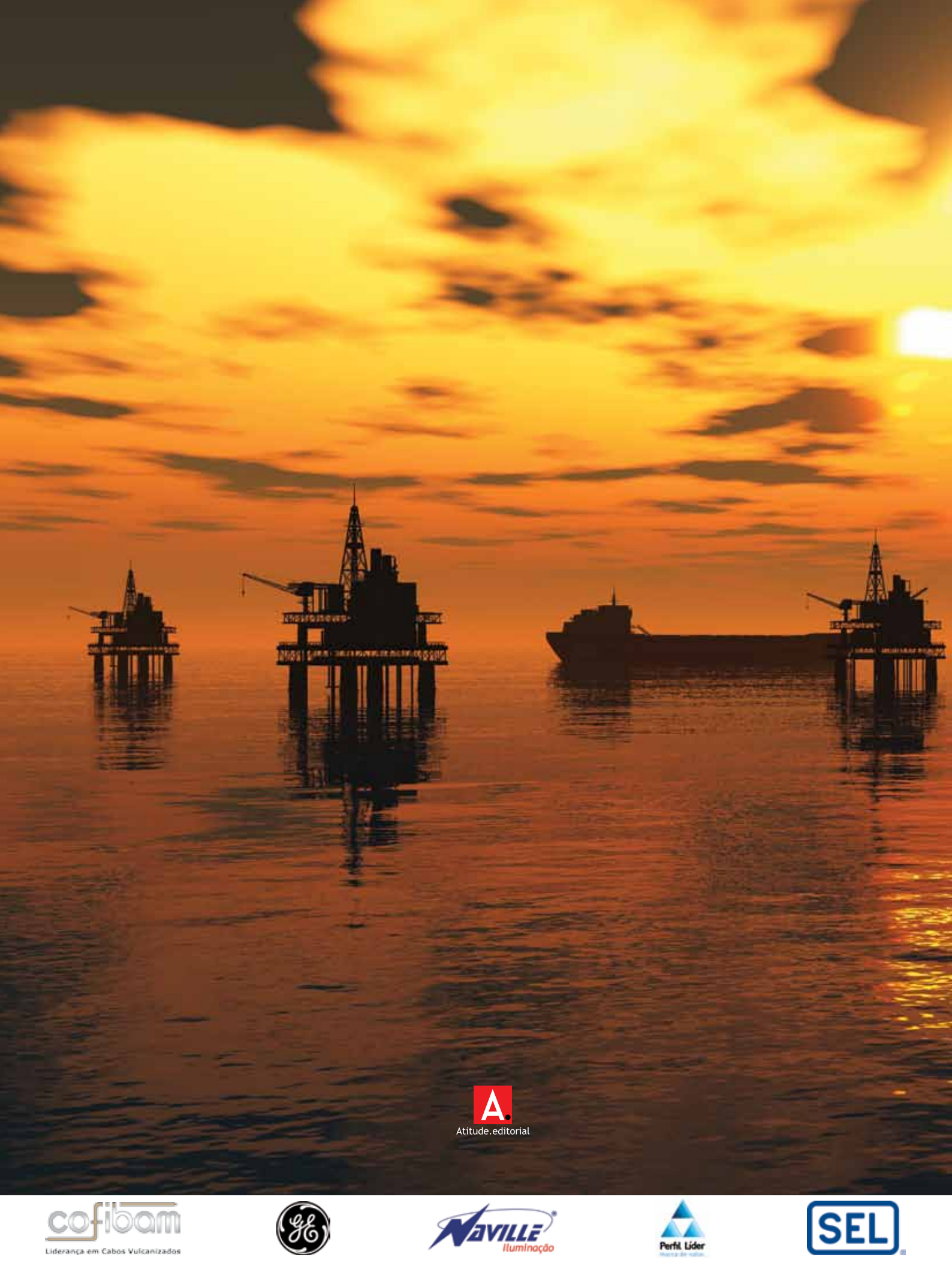
### Tecnólogo

- Graduação tecnológica com registro no Catálogo Brasileiro de Ocupações. Algumas instituições já possuem CREA;
- É importante que o aluno tenha um foco específico devido à grade muitas vezes generalista;
- Não se recomenda a pós-graduação logo em seguida, pois o profissional continuará sendo tecnólogo e sem experiência;
- O tecnólogo é um profissional para trabalhar em áreas em que é importante deter o conhecimento técnico e de gestão ao mesmo tempo, como planejamento, suprimento, gestão do conhecimento, logística e apoio administrativo-operacional.

### Engenheiro de petróleo

- Eleita uma das nove profissões do futuro pela Firjan;
- Em áreas mais específicas, as empresas ainda preferem contratar engenheiros tradicionais, como mecânica, elétrica, civil e química, mas esse cenário tem mudado;
- O engenheiro de petróleo pode atuar em diversas áreas: engenharia de reservatórios, engenharia de perfuração, analista de perfilagens, engenharia de produção e engenharia de instalações.





Atitude.editorial

