

# O MERCADO DO PETRÓLEO: OFERTA, REFINO E PREÇO

ABRIL 2012

ANO 05

**Nº 15**

ISBN: 978-85-64878-05-1

# EXPEDIENTE

## FGV PROJETOS

Diretor  
Cesar Cunha Campos

Diretor Técnico  
Rícardo Simonsen

Diretor de Controle  
Antônio Carlos Kfourí Aidar

Vice-Diretor de Projetos  
Francisco Eduardo Torres de Sá

Vice-Diretor de Estratégia e Mercado  
Sídney Gonzalez

## COORDENAÇÃO E REDAÇÃO

Otavio Mielnik

## EQUIPE DE PRODUÇÃO


Coordenação  
Melina Bandeira

Assessoria de Produção  
Eduarda Moura | Manuela Fantinato | Teresa Borges

Projeto Gráfico  
Cássia D'Elia | Maria João Macedo | Patricia Werner

Fotos  
www.shutterstock.com

## FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS

 Instituição de caráter técnico-científico, educativo e filantrópico, criada em 20 de dezembro de 1944 como pessoa jurídica de direito privado, tem por finalidade atuar, de forma ampla, em todas as matérias de caráter científico, com ênfase no campo das ciências sociais: administração, direito e economia, contribuindo para o desenvolvimento econômico-social do país.

Sede  
Praia de Botafogo, 190, Rio de Janeiro – RJ, CEP 22250-900 ou Caixa Postal 62.591  
CEP 22257-970, Tel: (21) 3799-5498, www.fgv.br

Primeiro Presidente Fundador  
Luiz Simões Lopes

Presidente  
Carlos Ivan Simonsen Leal

Vice-Presidentes  
Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles e Marcos Cintra Cavalcante de Albuquerque

## CONSELHO DIRETOR

Presidente  
Carlos Ivan Simonsen Leal

Vice-Presidentes  
Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles e Marcos Cintra Cavalcante de Albuquerque

Vogais  
Armando Klabin, Carlos Alberto Pires de Carvalho e Albuquerque, Ernane Galvêas, José Luiz Miranda, Lindolpho de Carvalho Dias, Manoel Pio Corrêa Júnior, Marçílio Marques Moreira e Roberto Paulo Cezar de Andrade

Suplentes  
Antonio Monteiro de Castro Filho, Cristiano Buarque Franco Neto, Eduardo Baptista Vianna, Gilberto Duarte Prado, Jacob Palis Júnior, José Ermírio de Moraes Neto, José Julio de Almeida Senna e Marcelo José Basílio de Souza Marinho.

## CONSELHO CURADOR

Presidente  
Carlos Alberto Lenz César Protásio

Vice-Presidente  
João Alfredo Dias Lins (Klabin Irmãos e Cia)

Vogais  
Alexandre Koch Torres de Assis, Angélica Moreira da Silva (Federação Brasileira de Bancos), Carlos Moacyr Gomes de Almeida, Dante Letti (Souza Cruz S.A.), Edmundo Penna Barbosa da Silva, Heitor Chagas de Oliveira, Jaques Wagner (Estado da Bahia), Luiz Chor (Chozil Engenharia Ltda.), Marcelo Serfaty, Marcio João de Andrade Fortes, Maurício Matos Peixoto, Orlando dos Santos Marques (Publicis Brasil Comunicação Ltda.), Pedro Henrique Mariani Bittencourt (Banco BBM S.A.), Raul Calfat (Votorantim Participações S.A.), Rodrigo Vaunizio Pires de Azevedo (IRB - Brasil Resseguros S.A.), Ronaldo Mendonça Vilela (Sindicato das Empresas de Seguros Privados, de Capitalização e de Resseguros no Estado do Rio de Janeiro e do Espírito Santo), Sérgio Ribeiro da Costa Werlang e Tarso Genro (Estado do Rio Grande do Sul).

Suplentes  
Aldo Floris, José Carlos Schmidt Murta Ribeiro, Luiz Ildelfonso Simões Lopes (Brookfield Brasil Ltda.), Luiz Roberto Nascimento Silva, Manoel Fernando Thompson Motta Filho, Murilo Pinto de Oliveira Ferreira (Vale S.A.), Nilson Teixeira (Banco de Investimentos Crédit Suisse S.A.), Olavo Monteiro de Carvalho (Monteiro Aranha Participações S.A.), Patrick de Larragoiti Lucas (Sul América Companhia Nacional de Seguros), Rui Barreto (Café Solúvel Brasília S.A.) e Sérgio Lins Andrade (Andrade Gutierrez S.A.).

# APRESENTAÇÃO

O petróleo é a principal fonte energética e sua posição na economia mundial e no Brasil continuará sendo relevante ao longo das próximas décadas. Sua versatilidade tem sido decisiva para a extensão de suas aplicações e expansão em todos os países, sendo um dos vetores do processo de globalização. Um dos aspectos centrais na economia do petróleo é a formação de sua oferta. A busca de petróleo é uma aposta que envolve a mobilização de grande volume de investimentos sob elevado nível de risco. Ao longo da década de 1990, a existência de capacidade ociosa de produção de petróleo neutralizou a busca por novos recursos. Esse quadro foi transformado recentemente com o crescimento da demanda e definição de um patamar de preços atrativo ao desenvolvimento de novos recursos petrolíferos. A aplicação de novas tecnologias permitiu a descoberta de grandes jazidas em águas ultraprofundas, em especial na camada pré-sal do Brasil, determinando uma nova fronteira de produção.

Há cerca de 200 variedades de petróleo no mundo, que diferem pela qualidade, e geram volumes diversos de derivados no processo de refino. Os petróleos leves rendem maior volume de derivados leves, como a gasolina, o que amplia a renda dos países que os comercializam. Nos últimos anos, a busca por novas jazidas tem resultado em crescimento no volume mundial de petróleos pesados, com menor rendimento em derivados leves. Isso tem resultado na instalação de nova capacidade de conversão nas refinarias, inclusive no Brasil, para ampliar o rendimento de derivados leves a partir de petróleos pesados e revalorizar os petróleos pesados no mercado internacional.

O preço do petróleo exerce papel decisivo na evolução das atividades econômicas. Em primeiro lugar, o preço do petróleo tem impacto sobre o conjunto das atividades para as quais não pode ser substituído. Em segundo lugar, a evolução de seu preço viabiliza ou não a oferta de fontes energéticas que possam substituí-lo. Mas essa dinâmica deve ser sustentável. Movimentos de curto prazo podem ter grande impacto, mas não são suficientes para desenvolver novas áreas de produção ou consolidar alternativas energéticas ao petróleo.

O estudo desenvolvido pelo especialista da FGV Projetos, Otavio Mielnik, analisa inicialmente a formação da nova oferta de petróleo, considerando a importância das reservas na avaliação das empresas petrolíferas e a implantação da nova fronteira de produção em águas ultraprofundas. Em seguida, examina a articulação de tres mercados na cadeia de valor do petróleo (produção – refino – oferta de combustíveis). Finalmente, Otavio Mielnik analisa o movimento recente dos preços do petróleo, seus direcionadores e efeitos sobre a oferta e demanda de petróleo. Para o Brasil, a consolidação de um patamar durável dos preços do petróleo superior a US\$100 por barril tem efeito direto sobre o desenvolvimento das jazidas da camada pré-sal do país, dando condição de viabilidade econômica à sua exploração e desenvolvimento.

Boa leitura!

Cesar Cunha Campos

*Diretor*

I.

# OFERTA: A NOVA OFERTA DO PETRÓLEO

## SUMÁRIO

### A NOVA OFERTA DO PETRÓLEO

- 9** RESUMO E INTRODUÇÃO
- 10** EMPRESAS PETROLÍFERAS E A REPOSIÇÃO DAS RESERVAS
- 10** O VALOR DE UMA EMPRESA PETROLÍFERA E AS RESERVAS DE PETRÓLEO
- 14** A EVOLUÇÃO DAS DESCOBERTAS DE NOVAS JAZIDAS
- 16** A FRONTEIRA DAS ÁGUAS ULTRAPROFUNDAS
- 19** A NOVA OFERTA DE PETRÓLEO



## RESUMO

A nova oferta global de petróleo, que está sendo formada ao longo da década 2011-2020, envolve recursos produzidos sob novas condições técnicas e econômicas, com impacto sobre o volume de reservas, o ritmo de produção, a qualidade e a segurança de fornecimento do produto. A produção de petróleo da camada pré-sal do Brasil terá participação relevante na nova oferta e nas estratégias de longo prazo dos agentes do mercado de petróleo.

## INTRODUÇÃO

A oferta de petróleo que vai se formar ao longo da década 2011-2020 será composta por uma combinação de recursos que, além das áreas produtoras existentes, inclui novas áreas de produção, que apresentam características técnicas e econômicas diferenciadas. Esta nova oferta será gradualmente articulada à oferta convencional de produtores no mercado internacional, formada pelos países produtores da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e fora da OPEP, nos quais novas tecnologias de recuperação do petróleo em campos produtores maduros deverão ampliar a extração do recurso remanescente nas jazidas.

Este estudo está voltado à análise da formação desta nova oferta e seus efeitos sobre o mercado internacional de petróleo ao horizonte de 2020. Entre os fatores relevantes da produção futura de petróleo estão as reservas existentes e o índice de reposição das reservas utilizadas. A incorporação de novas descobertas e o desenvolvimento das jazidas dependem do conhecimento técnico e da viabilidade econômica da exploração e produção, determinada pelo preço do petróleo. Além do domínio da tecnologia, é necessário que sua aplicação viabilize o retorno lucrativo do investimento realizado.

O crescimento da demanda de petróleo é um dos principais direcionadores da evolução de sua oferta, sendo um dos componentes da formação do preço do petróleo. A nova oferta está se viabilizando a um piso de preço de US\$80-100 por barril dos petróleos de referência Brent Dated (mistura dos petróleos produzidos no Mar do Norte) e West Texas Intermediate (WTI) (para o petróleo consumido nos Estados Unidos), que servem como padrão de qualidade para os sistemas de consumo do mercado internacional. Este mesmo patamar de preço viabiliza a implementação de novas tecnologias de recuperação ampliada do petróleo e o desenvolvimento comercial de áreas petrolíferas.

As maiores e mais baratas reservas de petróleo estão situadas nos países produtores da OPEP no Oriente Médio. Esta característica tende a atenuar-se diante das condições de produção da nova oferta de petróleo, como (1) conhecimento tecnológico detido por empresas petrolíferas internacionais, (2) áreas produtoras situadas em rotas seguras para o abastecimento dos grandes mercados dos Estados Unidos e da União Europeia, (3) ampliação gradual dos volumes de petróleo disponíveis no mercado internacional e (4) compensação do declínio de certas áreas produtoras, como o Mar do Norte.

A produção de petróleo no Brasil, especialmente na camada pré-sal das Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, será um dos componentes fundamentais da nova oferta, tanto por sua qualidade (com petróleos leves e mais valorizados no mercado), quanto por sua localização (com acesso por rota segura aos grandes mercados consumidores e aos mercados da América Latina), e também por sua valorização (integrando a cadeia produtiva de novos sistemas de produção de petróleo e gás natural). Estima-se que a produção de petróleo no Brasil, em 2020, conterà um excedente para exportação, passando a desempenhar um novo papel no mercado internacional.

## EMPRESAS PETROLÍFERAS E A REPOSIÇÃO DAS RESERVAS

Um dos aspectos fundamentais na análise e avaliação da oferta de petróleo é o volume total de recursos disponíveis no mundo. A principal referência nesta matéria é a Agência de Pesquisas Geológicas dos Estados Unidos (USGS – United States Geological Survey), que apresenta periodicamente uma avaliação das reservas mundiais de petróleo com base em dados públicos (incluindo banco de dados de empresas de consultoria da área de petróleo). Os recursos tecnicamente recuperáveis de petróleo convencional (incluindo petróleo pesado) são estimados em 2,4 trilhões de barris (no cenário de referência da USGS), enquanto as reservas provadas atingem, em 2011, cerca de 1,4 trilhão de barris. O conjunto, mais amplo, de recursos de petróleo convencional oscila entre 7 e 8 trilhões de barris, incluindo os recursos a serem descobertos no período 1995-2025 – cerca de 900 bilhões de barris –, dos quais os maiores volumes estão no Oriente Médio, na Rússia e na região do Mar Cáspio.

Considerando ainda o petróleo não-convencional (i.e., que requer um processo de transformação para tornar-se convencional), os recursos se ampliam, principalmente em areias petrolíferas (6 trilhões de barris no Canadá) e em petróleo extra-pesado (2 a 3 trilhões de barris na Venezuela, que podem ser recuperáveis ao preço atual do petróleo).

Alguns números podem ser introduzidos a título de comparação. Desde que vem sendo explorado, a produção acumulada total de petróleo é de 1,1 trilhão de barris. Em 2010, a produção de petróleo foi de 30 bilhões de barris ou 82 milhões de barris/dia.

Embora as reservas de petróleo sejam finitas, não está determinado onde se situa o limite. De fato, apenas um terço do planeta foi explorado na pesquisa por novos recursos, principalmente porque o petróleo era barato e só recentemente atingiu o patamar mais estável de US\$80-100/barril, valor que permite ampliar tanto a pesquisa por novas jazidas, quanto o volume de recursos existentes que podem ser explorados e desenvolvidos em condições econômicas. Além disso, o desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias de imageamento sísmico, na década de 1990, ampliaram substancialmente a informação sobre novas áreas com probabilidade de conterem recursos petrolíferos.

## O VALOR DE UMA EMPRESA PETROLÍFERA E AS RESERVAS DE PETRÓLEO

Empresas petrolíferas são avaliadas a partir de sua produção e do volume de reposição de suas reservas de petróleo e gás natural. Para isso, é fundamental ter acesso a novos recursos, o que requer tecnologia avançada e condições regulatórias favoráveis. No período 2000-2010, as descobertas acrescentaram 1 barril para cada 2 barris produzidos.

As reservas são a fonte da receita e do fluxo de caixa futuros de uma empresa petrolífera, o que inclui sua capacidade de remunerar acionistas, pagar credores, gerar royalties e pagar impostos. Estimativas de reservas funcionam como previsões de produção no futuro. Embora não seja incluída no balanço corporativo, a reposição de reservas é divulgada pelas empresas por ser uma informação que tem efeito sobre o valor de suas ações.

A valorização de uma empresa também provém de seu desempenho em campanhas de perfuração e do sucesso que obtém com a descoberta de novas reservas. Se uma empresa não mantém uma busca constante por novas reservas, pode ainda manter ou ampliar sua receita futura adquirindo reservas de outras empresas. O volume de investimentos em exploração e desenvolvimento oferece uma indicação do processo de reposição de reservas de uma empresa.



O Índice de Reposição de Reservas mede o volume de novas reservas adicionadas à base de reservas de uma empresa durante um ano em relação ao volume produzido. Uma taxa decrescente indica que a produção futura será declinante. Uma taxa superior a 100% indica que a empresa está encontrando um volume de petróleo superior ao que produz. Cabe ressaltar que o volume relevante refere-se à soma das reservas provadas e das reservas prováveis. Uma indicação que considere apenas as reservas provadas não é conclusiva em relação à posição de recursos de uma empresa.

O Índice de Reciclagem de Reservas é uma indicação do valor criado pelos investimentos realizados na busca de novos recursos, sendo a relação entre a receita operacional obtida por barril produzido e o custo de descoberta, desenvolvimento e aquisição de novas reservas por barril. As diferenças entre custos de produção (1) a partir das reservas existentes e (2) a partir das novas reservas é um elemento importante na gestão das reservas pelas empresas petrolíferas, na qual a substituição de recursos mais caros por outros mais baratos reflete na geração de valor da empresa. A evolução do preço do petróleo também incide sobre a avaliação das reservas, tornando economicamente viáveis reservas com custos de produção mais elevados.

As reservas não podem ser medidas diretamente. De fato, as estimativas de reservas e de sua produção futura combinam informações econômicas, tecnológicas e geológicas. Assim, para estimar as reservas é necessário estabelecer (1) medidas físicas que considerem o volume de petróleo produzido no passado, (2) informação sobre as condições técnicas e econômicas atuais e (3) previsões que tenham por base as condições tecnológicas e econômicas futuras.

A informação sobre a estimativa das reservas varia segundo países e empresas. As reservas apresentadas por Noruega, Reino Unido e Estados Unidos são as mais confiáveis e as informações oferecidas por países em que o setor petrolífero é monopólio estatal (mais da metade do mercado mundial) são as menos confiáveis. A Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos (SEC – Securities Exchange Commission) exige que as empresas listadas em Bolsa apresentem um relatório de suas reservas provadas, que devem ser indicadas de modo determinístico (e não probabilístico como nos demais países).

Nos países produtores da OPEP, na década de 1980, uma reavaliação dos recursos resultou em um aumento no volume estimado de reservas provadas, em especial porque elas teriam sido subavaliadas no momento da descoberta dos recursos. Além disso, o fato de a negociação periódica de quotas de produção entre os países da OPEP incluir o volume de reservas existente cria um incentivo para cada país-membro apresentar reservas elevadas. Por esse fato, como a produção dos países da OPEP tem aumentado sem que haja variação em suas reservas, há ceticismo quanto ao volume de reservas apresentado por esses países.

A forma de apresentar as reservas pode dissimular sua real condição. Assim, a inclusão das reservas de gás natural juntamente com as de petróleo, com a unidade comum expressa em barris de petróleo equivalente (bep ou boe, na sigla em inglês), pode ocultar a posição declinante das reservas de petróleo de uma empresa.

Há um conjunto de fatores que influem na determinação do volume de reservas que não são de natureza geológica. A evolução dos chamados fatores subjetivos (ou “acima do solo”) – tais como impostos, restrições regulatórias, sociais e ambientais – depende de decisões nas esferas do governo e da sociedade, tendo efeito sobre a determinação do preço do petróleo e sobre o volume que poderá, de fato, constituir as reservas provadas. Cabe ressaltar que o volume de reservas provadas está diretamente relacionado ao preço do petróleo, podendo ampliar-se quando o preço aumenta (viabilizando reservas a custos de produção mais elevados) e reduzir-se quando o preço diminui. Um colapso nos preços do petróleo afeta, portanto, o valor das reservas de uma empresa.

Ao longo do tempo, com a evolução dos preços e das condições técnicas, reservas prováveis passam a se qualificar como reservas provadas, o que não corresponde, de fato, a um crescimento de reservas (pois não há inclusão de novas descobertas), mas tão somente a uma reavaliação das reservas existentes. Desse modo, apenas o volume de reservas provadas, isolado de outros fatores, não reflete o valor da empresa e não é significativo como inventário para futuros programas de perfuração. A informação sobre o volume de reservas prováveis e possíveis, embora com menor grau de certeza, reduz o risco de investidores e financiadores em relação à empresa. Ainda assim, financiadores emprestam capital considerando apenas as reservas provadas.

O desenvolvimento tecnológico provoca um aumento no volume de petróleo que pode ser recuperado, o que pode modificar o Fator de Recuperação (FR). Quando houver crescimento de reservas e o FR se mantiver constante, significa que a ampliação das reservas não teve por causa o desenvolvimento tecnológico. Por exemplo, o FR atual é de 30-35%, mas se for aumentado em 10%, isso poderia representar 200 a 300 bilhões de barris adicionais de reservas globais ou cerca de 10 anos a mais de produção.

De acordo com a legislação brasileira, o governo federal detém todas as reservas de petróleo e gás natural no país, e a empresa concessionária fica com o volume produzido. Neste caso, as reservas provadas de petróleo correspondem ao volume estimado de petróleo, cujos dados geológicos e de engenharia demonstram serem recuperáveis a partir de reservas conhecidas, sob condições operacionais e econômicas existentes, i.e., considerando preços e custos das datas em que as estimativas foram feitas.

Houve grandes avanços, nas décadas de 1980 e 1990, na descoberta e produção de petróleo no mar em águas profundas (profundidade entre 500 e 1.500 metros). Na mesma época, a implementação da estratégia dos países da Agência Internacional de Energia, valorizou a exploração e produção em áreas seguras de produção para reduzir a dependência em relação aos produtores do Oriente Médio. Mais recentemente, o declínio observado em áreas seguras, como o Mar do Norte e o campo de Cantarell (no México), estimularam a busca de petróleo a custo mais elevado. Ao longo da década de 2000, a nova fronteira de produção tem expandido a prospecção de novos recursos para as águas ultraprofundas, com profundidade entre 1.500 metros e 3.500 metros de lâmina d'água.

As empresas estatais de petróleo controlam a maior parte das reservas e a maior parte do volume de produção oferecido no mercado internacional. A atividade dessas empresas, porém, não segue necessariamente a racionalidade empresarial ou práticas comerciais que maximizem os fluxos de receita, porque, controladas pelos governos, atendem mandatos governamentais e objetivos políticos de curto prazo, que incluem subsídios, políticas regionais, programas de assistência social, entre outros. As empresas estatais tendem a explorar as reservas de petróleo com objetivo de ganhos de curto prazo e de maximização do fluxo de receita para os tesouros nacionais, sem a necessidade de transparência em suas operações e na gestão de suas reservas. Um exemplo clássico é dado pelo nível de preço da gasolina na Venezuela, da ordem de US\$0,03/litro, além da utilização dos recursos e receitas da empresa PDVSA para atender a objetivos de consolidação política do governo.

Tabela 1: As 15 maiores empresas de petróleo por volume de reservas

AS 15 MAIORES EMPRESAS DE PETRÓLEO POR VOLUME DE RESERVAS			
EMPRESA	PAÍS	VOLUME (em bilhões de barris)	RESERVAS/PRODUÇÃO (2010) (anos)
Saudi Arabian Oil Company	Arábia Saudita	259.9	71
National Iranian Oil Company	Irã	137.6	89
Iraq National Oil Company	Iraque	115.0	128
Kuwait Petroleum Corporation	Kuaite	101.5	111
Petroleos de Venezuela	Venezuela	99.4	110
Abu Dhabi National Oil Company	Emirados Árabes Unidos	92.2	89
National Oil Company	Líbia	44.3	73
Nigerian National Petroleum Corp	Nigéria	37.2	42
Qatar General Petroleum Corp	Catar	25.4	44
OAo Rosneft	Rússia	18.1	21
OAo Lukoil	Rússia	13.7	20
Sonatrach	Argélia	12.2	18
Pemex	México	10.7	10
Petrobras	Brasil	10.3	13
ExxonMobil	Estados Unidos	9.2	14

fonte: empresas

A predominância das empresas estatais indica sua importância na oferta de petróleo no mercado internacional nos próximos anos. O controle da maior parte das reservas tende a se refletir na condição de oferta de longo prazo. No entanto, o ranking das estatais em matéria de reservas não prevalece no ranking de reposição das reservas. As estatais tendem a não reproduzir suas posições por meio de exploração e descobertas, principalmente porque cada vez mais se torna necessário o acesso a tecnologias de exploração e desenvolvimento mais sofisticadas, assim como de métodos de recuperação melhorada, que são controlados pelas empresas internacionais de petróleo.

Na década de 2000, as reservas descobertas pelas empresas internacionais de petróleo (IOCs, na sigla em inglês) passaram a ser localizadas em novas fronteiras tecnológicas, seja em águas ultraprofundas, seja a partir de areias petrolíferas e óleo de xisto no Canadá ou ainda em offshore no Ártico. São recursos marginais, mais caros que os convencionais, com riscos de exploração mais elevados, embora situados em rotas seguras e fora dos países da OPEP.

## A EVOLUÇÃO DAS DESCOBERTAS DE NOVAS JAZIDAS

Ao longo da história da produção comercial de petróleo, a descoberta de novas jazidas foi determinada por diversos fatores, muitas vezes articulados entre si, tais como (1) condições físicas de acesso, (2) evolução da demanda de petróleo e derivados, (3) regime regulatório, (4) desenvolvimento tecnológico e (5) evolução dos preços. Embora os preços do petróleo sejam um direcionador das atividades de pesquisa e prospecção, sua evolução consistente e sustentável é decisiva na fase seguinte, quando ocorre o desenvolvimento das jazidas.

Há uma concentração geográfica no processo de exploração e desenvolvimento de novas jazidas. A maior parte dos poços perfurados (66% do total mundial de 880.000) está na América do Norte (510.000 nos Estados Unidos e 78.000 no Canadá), enquanto na Arábia Saudita foram perfurados apenas 1.500 poços. Isso significa que a maior parte do território de outros países produtores ainda pode ser explorada.

Mega-campos de petróleo foram descobertos devido à evolução da tecnologia de prospecção. Em 1938, houve a descoberta do segundo maior campo de petróleo do mundo, Burgan (32-75 bilhões de barris) no Kuaite e, em 1948, do maior campo de petróleo do mundo, Ghawar (66-150 bilhões de barris) na Arábia Saudita. O auge das descobertas ocorreu na década de 1960, quando o tamanho médio dos campos encontrados era de 527 milhões de barris e a maior parte das reservas era propriedade das empresas internacionais de petróleo. O tamanho médio das novas descobertas foi declinando ao longo do tempo, atingindo 20 milhões de barris.

Durante a década de 1950, campos gigantes foram descobertos na região do Golfo Pérsico, especialmente na Arábia Saudita. Na mesma época, empresas chamadas “independentes” (i.e., não-integradas da produção à distribuição) fizeram descobertas expressivas, como a Occidental Petroleum, na Líbia, e a ENI, no Irã. Em 1958, para preservar a produção local, o governo dos Estados Unidos estabeleceu um contingenciamento do petróleo importado do Oriente Médio, levando as grandes empresas petrolíferas internacionais a ampliarem substancialmente os fluxos de petróleo barato para a Europa Ocidental. Entre 1963-1965, enquanto ocorriam as maiores descobertas de petróleo, o consumo europeu crescia rapidamente.

Ao final da década de 1960, houve uma redução no ritmo das novas descobertas, aumentando a importância dos países que dispunham de reservas expressivas e que haviam criado a OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) em 1960. Com o petróleo competitivo em relação às outras fontes energéticas (especialmente o carvão), a Europa Ocidental e o Japão estavam ainda mais dependentes da oferta do Oriente Médio. A maior parte das reservas e da oferta no mercado internacional (90%) era, então, controlada pelas grandes empresas internacionais de petróleo.

No mercado internacional, a oferta crescente de petróleo do Oriente Médio se fazia acompanhar por uma redução na taxa de crescimento da oferta na região do Golfo do México e por custos marginais de produção crescentes nas demais áreas de produção. Isso qualificou uma nova oferta de petróleo, reunindo as condições para o estabelecimento de um novo patamar de preços. A nova situação do mercado viabilizou uma ação concertada da OPEP, que nacionalizou as reservas de petróleo e quadruplicou seus preços, que passaram de US\$3 para US\$12 por barril em 1973-1974.

Entre 1975 e 1980, as empresas petrolíferas internacionais passaram a buscar petróleo em regiões promissoras, não submetidas à OPEP, que exigiam tecnologia sofisticada a custos mais elevados, levando à descoberta de recursos no Mar do Norte, Golfo do México, Nigéria e Sibéria. Em 1981-1985, a ampliação da produção fora da área da OPEP fez com que esta organização reduzisse a produção de 30 milhões para 20 milhões de barris/dia, causando um aumento de 300% no preço do petróleo (de US\$9 para US\$30/barril). Isso resultou na implantação de novos padrões de consumo do recurso, com a aplicação de medidas de eficiência energética e utilização maior de fontes alternativas ao petróleo.

A produção crescente de petróleo em áreas fora da OPEP (Mar do Norte, Golfo do México, Sibéria, Nigéria, Alasca, Casaquistão) resultou em excedente de oferta, o que acentuou a queda de preços abaixo de US\$20/barril. Um dos marcos desta fase foi a descoberta do campo de Kashagan (6-10 bilhões de barris) no Casaquistão. Entre 1981 e 1986, a ação dos países da OCDE, orientada ao fortalecimento de novos padrões de consumo de energia, reduziu significativamente o consumo. Com isso, a Arábia Saudita ampliou ainda mais sua produção, em 1986, levando



os preços do petróleo a passar de US\$27/barril (1985) para US\$12/barril (1986). O petróleo a preços baixos teve duas funções: (1) comprometer o desenvolvimento das novas jazidas, mais caras, situadas fora da OPEP e (2) reduzir o efeito das medidas de eficiência energética nos grandes mercados consumidores da OCDE.

A saída mais simples para os países da OPEP foi o corte de sua produção, em grande parte viabilizada pelo controle da capacidade de produção saudita, o que facilitou a preservação do equilíbrio entre oferta e demanda. Até o final de 2002, as políticas de governo mantiveram a produção em 75 milhões de barris/dia, de modo que a demanda de petróleo fosse atendida dentro do intervalo de preço de US\$22-28/barril.

A demanda cresceu 6 milhões de barris/dia entre 2003 e 2008, a um ritmo bastante superior ao crescimento da oferta. Nesse período, o extraordinário aumento dos preços foi determinado, em grande medida, (1) pela ação dos países da OPEP, que não ativaram sua capacidade de produção excedente, especialmente da Arábia Saudita, e (2) pela falta de oferta adicional nas áreas de produção fora da OPEP. Por razões técnicas ou políticas, a oferta saudita de petróleo, que, em 2005, correspondia a 13% da produção mundial, foi reduzida em 850.000 barris/dia em 2007. Outro aspecto relevante foi a produção declinante de certos campos (e.g., Mar do Norte, Cantarell no México e Indonésia) e o fato de que novas áreas de produção ainda não estavam desenvolvidas. Ainda assim, a taxa de descobertas da década de 2000 (especialmente, em águas ultraprofundas no Brasil, Golfo do México e Costa da Guiné) excedeu as da década de 1990.

## A FRONTEIRA DAS ÁGUAS ULTRAPROFUNDAS

Grande parte da nova oferta de petróleo provém de jazidas situadas no mar, com 70% das principais descobertas de petróleo na última década. Desde 2005, o volume das descobertas em águas ultraprofundas (acima de 1.500 metros de lâmina d'água) tende a deslocar a fronteira de produção para essas áreas nas próximas décadas.

A evolução tecnológica na área de identificação de recursos potenciais foi decisiva para que se viabilizasse a descoberta de petróleo em águas ultraprofundas. Avanços tecnológicos recentes – que não teriam sido possíveis no início da década de 1980 – têm sido essenciais para a realização das descobertas em águas profundas e a perfuração da camada pré-sal. Descoberto em 1985 pela Petrobras, o campo de Marlim, com profundidade de 1.000 metros, era o mais profundo do mundo. Perfurado com uma sonda com posicionamento dinâmico (sem necessidade de ancoragem), foi a primeira descoberta com esse tipo de equipamento e em águas profundas. Os preparativos para o início da produção deste campo – com plataforma semi-submersível e completações submarinas com árvores-de-natal molhadas, operadas por controle remoto – começaram alguns anos depois e a produção foi finalmente iniciada em 1991. Os reservatórios são arenitos acima da camada de sal.

Mais recentemente, em 2006, inaugurou-se um novo marco com a descoberta quase simultânea de petróleo nos poços Jack-2, pela Chevron, a 8.600 metros de profundidade, no Golfo do México (com reservas estimadas entre 3 e 15 bilhões de barris), e Tupi (hoje denominado Lula), pela Petrobras, a 5.900 metros de profundidade, na Bacia de Santos (com reservas estimadas de 5 a 8 bilhões de barris). Nos dois casos, os reservatórios com hidrocarbonetos foram atingidos depois de a perfuração atravessar uma espessa camada de sal.

Na fase de exploração e desenvolvimento de novas jazidas, o imageamento sísmico é fundamental para reduzir o risco geológico e o custo da perfuração. O progresso na tecnologia sísmica permitiu a aquisição de imagens das camadas geológicas e das estruturas com potenciais reservatórios de petróleo e gás natural abaixo de espessas camadas de sal. Ao longo da década de 1990, a sísmica por reflexão 3D passou a ser utilizada em substituição à sísmica 2D, melhorando a representação dos dados sob estruturas geológicas complexas, permitindo identificar com mais precisão estruturas capazes de conter acumulações de petróleo e gás natural, por meio da utilização de computadores de alto desempenho e aplicação de técnicas avançadas de processamento de dados.



Em seguida, a introdução de mudanças tecnológicas, como a sísmica 4D e a tecnologia wide-azimuth, permitiu acompanhar melhor o comportamento de reservatórios em fase de produção, mesmo a grandes profundidades. A sísmica 4D compreende levantamentos sísmicos ao longo do tempo, que incluem vários levantamentos sísmicos 3D, dos quais são retirados elementos que permitem acompanhar a progressão dos fluidos nos reservatórios. A quarta dimensão é o tempo, que se estende entre as diversas aquisições. A tecnologia wide-azimuth utiliza mais de um navio-fonte para a captação de sinais sísmicos que, na camada pré-sal ou em outras situações complexas, são refletidos em intervalos de tempo maiores e em diversas direções. Esta técnica pode ser aplicada para caracterizar propriedades dos reservatórios e monitorar a eficiência da produção. A metodologia 4D está emergindo rapidamente e várias empresas desenvolvem formas de adquirir dados com mais eficiência e precisão. Tais tecnologias têm custos elevados, mas permitem maior economia em outras fases de desenvolvimento dos campos.

A exploração e desenvolvimento em águas ultraprofundas estão consolidando um novo padrão tecnológico de produção de petróleo e gás natural. Sondas de desempenho elevado, com capacidade de perfuração de até 10.000 metros de profundidade total, estão sendo disputadas pelas empresas que competem na exploração e produção em águas ultraprofundas. Por outro lado, as tecnologias de produção em águas profundas têm evoluído progressivamente, desde o emprego das plataformas semi-submersíveis (plataformas apoiadas em flutuadores submersos, que se mantêm posicionadas abaixo da zona de ação das ondas), utilizadas na década de 1980, até os FPSOs (Floating Production Storage and Offloading – navios com capacidade de abrigar as facilidades de processamento dos fluidos e armazenar o petróleo até sua descarga para outro navio), que estão sendo utilizados pela Petrobras no Golfo do México. Em situações ambientais mais complexas e para profundidades maiores dos reservatórios, têm sido utilizadas plataformas de tipo TLP (Tension Leg Platform ou plataforma de pernas atirantadas). Essas diferentes tecnologias enfrentam desafios para manter sua posição em águas ultraprofundas, complementadas com sistemas de risers (tubos que ligam o poço produtor de petróleo às plataformas de produção).

As novas profundidades representam grandes desafios tecnológicos e econômicos em matéria de sísmica, perfuração, produção e caracterização das reservas. As novas áreas (Brasil, Golfo do México e África Ocidental) apresentam características geológicas próprias, havendo uma história geológica semelhante entre Brasil e Golfo da Guiné (Angola e Namíbia).

O crescimento das reservas (por meio de melhores técnicas de identificação e perfuração, bem como medidas de recuperação melhorada, sem contar regimes regulatórios mais favoráveis à ampliação dos recursos existentes) deve ser um dos fatores relevantes na formação da oferta futura de petróleo.

Estima-se que o volume de recursos recuperáveis de petróleo convencional situado em águas profundas e ultraprofundas atinja 160 a 300 bilhões de barris, principalmente no Brasil, na África Ocidental e no Golfo do México. O volume que efetivamente será produzido dependerá do custo de produção e do preço do petróleo. Calcula-se que este preço deve ser de US\$45/barril no Golfo do México e US\$60/barril em Angola, para render 12% de retorno sobre o investimento. No Brasil, considera-se que a produção na camada pré-sal será viável a um preço de US\$60/barril.

## A NOVA OFERTA DE PETRÓLEO

As estimativas de oferta a partir do desenvolvimento das jazidas existentes pressupõem um crescimento da demanda e um nível de preço no mercado internacional do petróleo. Ao longo da década 2011-2020, pode-se considerar a existência dos recursos existentes e dos recursos a serem desenvolvidos, assumindo a hipótese de que os preços de US\$80-100 por barril permitem o desenvolvimento da oferta em condições de rentabilidade para os investimentos realizados. Estima-se que, para projetos de areias petrolíferas no Canadá, o preço médio do petróleo deve girar em torno de US\$70/barril para ter uma rentabilidade de 10%, que poderia ser mais elevada com o aumento dos preços do petróleo. A conversão de carvão em combustíveis – Coal-to-liquids (CTL) – tem sido considerada econômica, no intervalo de US\$74-85/barril.

As estimativas utilizadas nesse tópico para 2020 se referem aos estudos prospectivos desenvolvidos pela Agência Internacional de Energia da OCDE (World Energy Outlook), pela Energy Information Administration do governo dos Estados Unidos (International Energy Outlook) e pela Organização dos Países Produtores de Petróleo – OPEP (World Oil Outlook).

Em 2020, os maiores produtores serão Arábia Saudita, Iraque, Nigéria e Angola (entre os países da OPEP) e Rússia, Estados Unidos, Brasil e China (entre os países fora da OPEP). A oferta de areias petrolíferas pelo Canadá será substancial, compensando o declínio observado nas jazidas ao longo do período e ampliando a posição relativa da oferta externa à OPEP. No entanto, a oferta de petróleo da OPEP deve crescer a uma taxa superior ao longo do período.

A oferta adicional de petróleo da OPEP será de 5 milhões de barris/dia em 2020, proveniente, principalmente, dos países do Oriente Médio. Mesmo considerando que cerca de 1 milhão de barris/dia serão destinados ao consumo de petróleo e derivados por esses países, haverá, em 2020, uma oferta de 4 milhões de barris/dia adicionais pela OPEP para o mercado global de petróleo. A duplicação da produção do Iraque e a ampliação da produção no Kuwait e no Catar poderão adicionar 3,8 milhões de barris/dia à oferta mundial de petróleo em 2020. Há mais de 100 campos onshore aguardando desenvolvimento, cada um contendo mais de 100 milhões de barris de reservas e reservas combinadas de mais de 50 bilhões de barris, principalmente na Arábia Saudita, Irã e Iraque.

A agregação de oferta da Arábia Saudita aproveitará o desenvolvimento de 13 bilhões de barris em reservas e sua capacidade de produção deve atingir 11 milhões de barris/dia em 2020, assumindo a condição de maior produtor e exportador mundial. O Iraque tem a terceira reserva mundial de petróleo, mas o desenvolvimento tem sido insuficiente e a produção tem sido pequena em relação ao volume de reservas. Ainda assim, estima-se que poderia agregar mais 3 milhões de barris/dia no período 2010-2020. O Irã deve agregar apenas 100.000 barris/dia e, no Kuwait, o desenvolvimento de novas reservas deve agregar 200.000 barris/dia até 2020. Na Venezuela, o desenvolvimento de reservas de petróleo extra-pesado deve agregar 1 milhão de barris/dia e de petróleo convencional mais 100.000 barris/dia até 2020. Em Angola, o desenvolvimento de reservas de 5,5 bilhões de barris agregará 1 milhão de barris/dia em 2020.

Em 2020, os países fora da OPEP devem acrescentar 4,7 milhões de barris/dia à oferta global de petróleo, mas a agregação líquida será de apenas 1,6 milhões de barris/dia, pois haverá uma redução de 3,1 milhões de barris/dia. A Rússia (tendo produzido apenas 30% de seus recursos) deve reduzir sua produção em 600.000 barris/dia até 2020. Na região do Mar Cáspio, apenas 15% de sua base de recursos foi produzido. Em 2013, com a entrada em operação do campo de Kashagan, o Casaquistão deve agregar mais 700.000 barris/dia. Já o Brasil deve acrescentar 2,8 milhões de barris/dia em 2020.



A produção da Europa deve declinar de 4,2 milhões de barris/dia (2010) para 2,9 milhões de barris/dia (2020), com a redução acentuada da produção do Mar do Norte. O custo de produção de capacidade adicional no Mar do Norte seria o dobro do custo na área da OPEP, com crescimento gradual estimado nos países da OCDE acima de US\$20,000 por barril/dia. Os elevados custos do petróleo do Ártico também inviabilizam uma produção substancial desta região. Após o acidente de Macondo, no Golfo do México, em 2010, a ampliação das medidas de segurança encareceu e deve reduzir o ritmo de produção de petróleo da região. A condição exportadora do México vem diminuindo, desde que o campo de Cantarell sofreu grande declínio, passando de 2,2 milhões de barris/dia (2003) para 500.000 barris/dia (2010). Espera-se que a aplicação de métodos de recuperação ampliada e a exploração de novas jazidas na área mexicana do Golfo do México possam reverter parcialmente o quadro.

A produção da Rússia, beneficiada por um regime fiscal atrativo, abre nova perspectiva para o desenvolvimento dos campos na Sibéria oriental. A nova condição da ExxonMobil no país, em associação com a empresa russa Rosneft para a exploração de reservas da ordem de 60 bilhões de barris a partir de 2015, evidencia o potencial de recursos do país para a oferta mundial de petróleo na próxima década, embora os custos sejam elevados nas áreas mais remotas. Na região do Mar Cáspio, a produção deve aumentar em 50% (mais 1,5 milhão de barris/dia) e a capacidade de exportação dependerá das medidas de eficiência energética relativas ao consumo interno.

Haverá um aumento substancial (mais 30%) da oferta mundial de líquidos de gás natural (LGNs), atingindo 15 milhões de barris/dia em 2020.

Em 2020, as rotas de fornecimento de petróleo ainda serão marcadas pelos fatores geopolíticos que determinaram o mercado petrolífero nas últimas décadas. Os fluxos de importação terão origem principalmente no Oriente Médio, Rússia e Mar Cáspio, sendo orientados para os grandes mercados consumidores da OCDE (Estados Unidos e União Europeia) e para a China. No entanto, a consolidação da área de produção da Bacia do Atlântico (Brasil e África Ocidental) ganha nova condição com a ampliação da produção da camada pré-sal do Brasil.

Em 2020, estima-se que a oferta mundial de petróleo será de 90 milhões de barris/dia em 2020 e a Nova Oferta de Petróleo (agregação de novos recursos) atingirá cerca de 5,6 milhões de barris/dia, dos quais 1,9 milhão de barris/dia serão produzidos no Brasil. Essa proporção é significativa da futura posição do Brasil como participante do mercado internacional de petróleo, com substancial importância como área de produção da nova oferta de petróleo fora da OPEP e em uma rota segura de fornecimento de petróleo.

Em seu cenário mais provável, a Agência Internacional de Energia (dos países da OCDE) estima que o comércio internacional de petróleo, em 2020, movimentará cerca de 42 milhões de barris/dia. A produção estimada de petróleo do Brasil, em 2020, será de 4,4 milhões de barris/dia, dos quais cerca de 1 milhão de barris/dia (22%) proveniente da camada pré-sal. Isso corresponde a um acréscimo de 2,3 milhões de barris/dia em relação à produção de 2010. Como o consumo previsto de petróleo deverá atingir 2,5 milhões de barris/dia, a agregação líquida do petróleo do Brasil ao mercado internacional será de 1,9 milhão de barris/dia. Esse volume representa o potencial de exportação do país a partir daquele ano.

O desenvolvimento desse fluxo depende da qualidade do petróleo produzido, de sua demanda e de seu preço no mercado internacional. Assumindo que o petróleo proveniente da camada pré-sal seja leve (mais valorizado por gerar maior volume de frações leves valorizadas pelo mercado), esta seria a condição de 48% da capacidade exportável pelo Brasil em 2020. Tal qualidade, aliada à situação geopolítica do Brasil nas rotas do comércio internacional de petróleo, resultará em uma condição privilegiada, em matéria de segurança, em relação aos mercados da Costa Leste dos Estados Unidos e da União Europeia. Essa localização e a qualidade das exportações brasileiras também devem consolidar um papel preponderante ao país na oferta de petróleo bruto aos países do Cone Sul (Argentina, Uruguai e Chile).

II.

**REFINO:  
MERCADO DE  
COMBUSTÍVEIS,  
REFINO E QUALIDADE  
DO PETRÓLEO**

## SUMÁRIO

### MERCADO DE COMBUSTÍVEIS, REFINO E QUALIDADE DO PETRÓLEO

**27** RESUMO E INTRODUÇÃO

**28** MERCADO DE PETRÓLEO BRUTO

**31** REFINO

**35** MERCADO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E DE OUTROS COMBUSTÍVEIS

**38** EVOLUÇÃO RECENTE DOS PRINCIPAIS MERCADOS CONSUMIDORES



## RESUMO

Os derivados de petróleo são produtos cada vez mais diferenciados, com características técnicas, restrições ambientais e mandatos de mistura que implicam a realização de operações adicionais no processo de refino. Nessa evolução, a configuração do refino tem sido alterada para atender as especificações da demanda de derivados leves e o aumento da oferta de petróleos pesados e de elevado teor de enxofre. Além disso, a oferta de combustíveis produzidos fora do refino, como o etanol e o biodiesel, introduz condições adicionais ao mercado de refino e à estratégia das empresas petrolíferas.

## INTRODUÇÃO

A demanda por derivados de petróleo transformou-se ao longo da década de 2000, tanto pelas características dos produtos consumidos, quanto pela internacionalização dos fluxos de comercialização. Esse processo teve início nos grandes mercados consumidores da OCDE e vem sendo aplicado, gradualmente, nos países emergentes, como Brasil, China e Índia. Melhorias na qualidade, avanços tecnológicos no desempenho e medidas de controle na emissão de CO<sub>2</sub> têm redimensionado a oferta dos combustíveis derivados do petróleo.

Um dos elementos críticos nesse processo é a adequação do processo de refino à oferta de derivados de petróleo. O resultado depende (1) da estrutura ou configuração das refinarias e (2) da qualidade do petróleo a ser refinado. Nesse aspecto, houve uma transformação na natureza do petróleo que se oferece no mercado. O petróleo leve, mais apropriado a gerar os derivados que compõem a oferta de combustíveis valorizados, tende a ser menos disponível que os petróleos mais pesados. No entanto, para obter a oferta valorizada de derivados, o processamento do petróleo pesado necessita a implantação de uma nova configuração das refinarias.

Essa situação evidencia a interdependência física e técnica de três componentes ao longo da cadeia de valor do petróleo: (1) mercado de petróleo bruto, (2) refino e (3) mercado de combustíveis.

O mercado de petróleo bruto diz respeito a 200 variedades de petróleo, que diferem pela qualidade (i.e., densidade, teor de enxofre e acidez).

O refino é que dá valor ao petróleo e se refere às diversas configurações que melhor processam cada qualidade de petróleo ou à combinação (*mix*) apropriada de petróleos de distintas qualidades a ser processado.

O mercado de combustíveis é formado pela oferta e demanda dos principais derivados de petróleo (gasolina, óleo diesel, GLP, querosene, óleo combustível, nafta) e pelos combustíveis que não passam pelo refino de petróleo, como etanol, biodiesel, e os produtos resultantes do processamento de gás natural (como etano, GLP, gasolina natural e outros líquidos de gás natural). Cada um desses produtos atende a mercado específico (como transporte, indústria, geração elétrica, cocção, petroquímica) em função da sazonalidade, da evolução tecnológica dos sistemas de consumo, do quadro regulatório nos diferentes mercados, da tributação e da oferta de energéticos substitutos.

Os preços ao longo da cadeia de valor são cruciais para a rentabilidade dos três segmentos. A definição da margem netback determina a valorização do petróleo a partir do mercado de derivados, indicando a diferença entre o preço dos derivados de petróleo e a soma dos custos de transporte, de refino e do preço do petróleo bruto. As condições existentes em cada segmento – seja a qualidade do petróleo, seja a configuração do refino ou a estru-

ra do mercado consumidor – determinam a estratégia de comercialização, definindo o tipo de petróleo, o local de refino e o mercado de comercialização do derivado a serem integrados na operação.

Os fluxos de combustíveis (importações e exportações) entre os mercados consumidores e sua tendência de evolução a médio prazo indicam a inadequação entre estrutura de consumo de derivados (principalmente, em função de restrições ambientais), configuração do esquema de refino (em função do rendimento em derivados valorizados) e qualidade do petróleo em oferta (em função do preço e das condições de acesso). Ao mesmo tempo, são indicadores da oportunidade para a comercialização de:

- Excedentes de derivados gerados nas refinarias; e
- Petróleos pesados que possam ser processados em refinarias complexas, capazes de gerar, com valorização, os derivados necessários.

## MERCADO DE PETRÓLEO BRUTO

O petróleo é um hidrocarboneto, formado por uma composição de átomos de carbono e hidrogênio, que se diferencia, nas várias condições geológicas em que se apresenta, em função de sua evolução térmica e processos de alteração. Essa característica permite classificar o petróleo em parafínico, naftênico e aromático. Além dos átomos de carbono e hidrogênio, o petróleo contém um conjunto de contaminantes (enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais) em proporções variáveis.

O mercado de petróleo bruto diz respeito a 200 variedades de petróleo, que diferem pela densidade e conteúdo em contaminantes. A densidade do petróleo, medida importante para o refinador, tem um padrão comercial definido pelo American Petroleum Institute (API), chamado gravidade API, que permite antecipar o conteúdo do petróleo em frações leves, médias e pesadas. Um petróleo menos denso tem grau API mais elevado e maior valorização no mercado, porque rende um volume maior de derivados leves.

Há três tipos principais de petróleo (leve, intermediário e pesado), cada um deles capaz de render proporções diferentes de derivados no processo de refino.

- O petróleo leve tem densidade menor (superior a 31° API) e maior rendimento em nafta, GLP e óleo diesel.
- O petróleo médio tem densidade intermediária (entre 22 e 31° API) e produz mais gasolina, nafta petroquímica, querosene de aviação e lubrificantes.
- O petróleo pesado tem densidade maior (inferior a 22° API) e gera, principalmente, óleo combustível e asfalto.

## QUALIDADE E PREÇOS DOS PETRÓLEOS

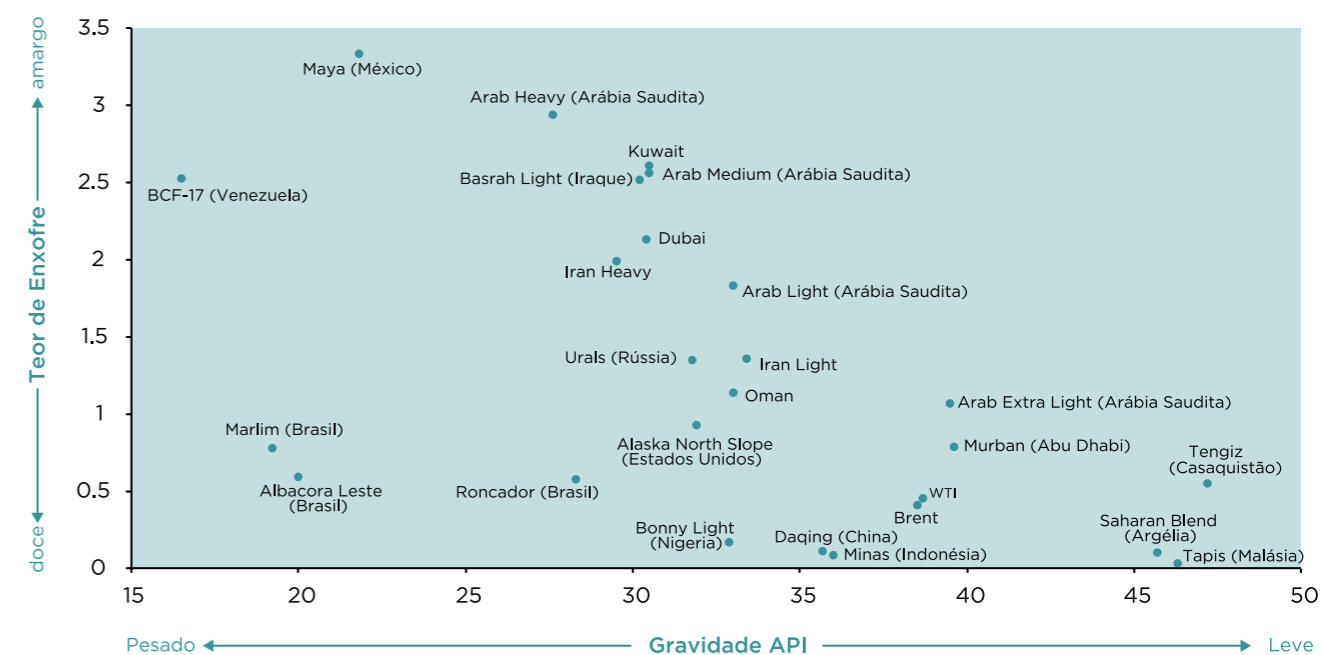
A qualidade do petróleo, juntamente com a distância em que se encontra dos centros de consumo, determina seu preço, sofrendo penalidade (desconto) ou prêmio em relação ao preço de referência para compensar o custo adicional de seu processamento, que requer mais operações para a geração dos derivados valorizados pelo mercado.

Os preços do petróleo são estabelecidos diariamente, como uma commodity, em função da oferta e demanda do produto. Mesmo com 200 variedades de petróleo no mundo, consideram-se apenas dois preços de referência (Brent e WTI) para as transações internacionais em razão de sua qualidade e localização em relação aos grandes mercados (União Européia e América do Norte). O petróleo Brent, produzido no Mar do Norte, é leve (38° API) e

de baixo teor de enxofre (0,37%). O petróleo West Texas Intermediate (WTI), região onde se produz a maior parte do petróleo dos Estados Unidos, tem características semelhantes (40° API e 0,4% de enxofre). Ambos têm elevado conteúdo em nafta, o que faz com que tenham elevado rendimento em gasolina na operação de conversão (dentro do processo de refino). Um terceiro preço de referência, o petróleo Dubai (31° API e 2% de enxofre), para o petróleo comercializado no Oriente Médio, é menos utilizado.

Os outros tipos de petróleo são precificados por sua qualidade em relação ao petróleo (WTI ou Brent) que lhes servem de referência, dispondo de um prêmio (caso tenham densidade inferior e baixo teor de enxofre) ou de um desconto (caso tenham densidade superior e elevado teor de enxofre). O desconto é baseado no custo das operações de conversão e tratamento necessárias para tornar um petróleo de qualidade inferior equivalente ao petróleo de referência. O prêmio corresponde à vantagem de um petróleo de qualidade superior, que fará a economia das operações de conversão e tratamento.

Gráfico 1: Tipos de petróleo por grau API e teor de enxofre

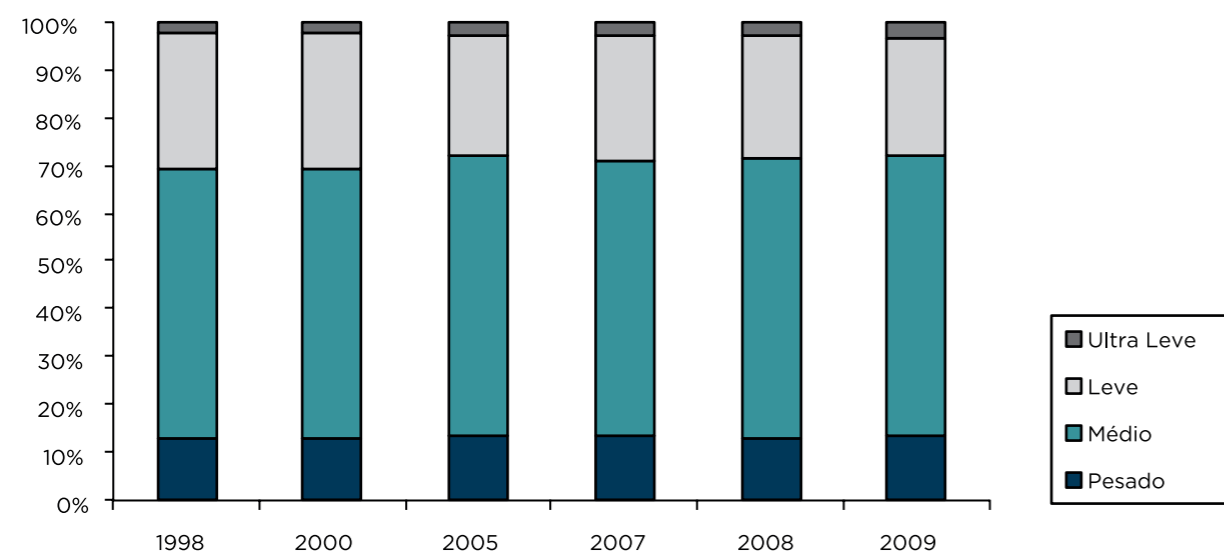


O petróleo que dispõe de um prêmio por sua qualidade recebe, de fato, uma **renda de qualidade**, i.e., um valor que excede a remuneração dos fatores que permitiram sua produção e que resulta da valorização atribuída pelo mercado. Da mesma forma, o petróleo que se encontra próximo de um grande centro de consumo (e.g., petróleo leve e doce do norte da África fornecido aos países da costa européia do Mediterrâneo) dispõe de uma **renda de posição**.

O petróleo que se encontra em condições mais favoráveis de produção (e.g., petróleo em águas rasas comparado ao petróleo em águas ultraprofundas) dispõe de uma **renda tecnológica**. Neste caso, o padrão de concorrência será gradualmente deslocado para o petróleo extraído em águas ultraprofundas e o diferencial em relação ao custo de produção do petróleo em águas rasas será apropriado como renda pelo produtor de petróleo em águas rasas. Em matéria de qualidade do petróleo, a evolução recente das reservas e da produção indica uma tendência à oferta de petróleos mais pesados e com teor de enxofre do petróleo mais elevado, refletindo a natureza das novas

reservas e das jazidas que estão se viabilizando pelo seu custo de produção e pela disponibilidade de tecnologias de extração do petróleo pesado.

Gráfico 2: Produção mundial por qualidade de petróleo

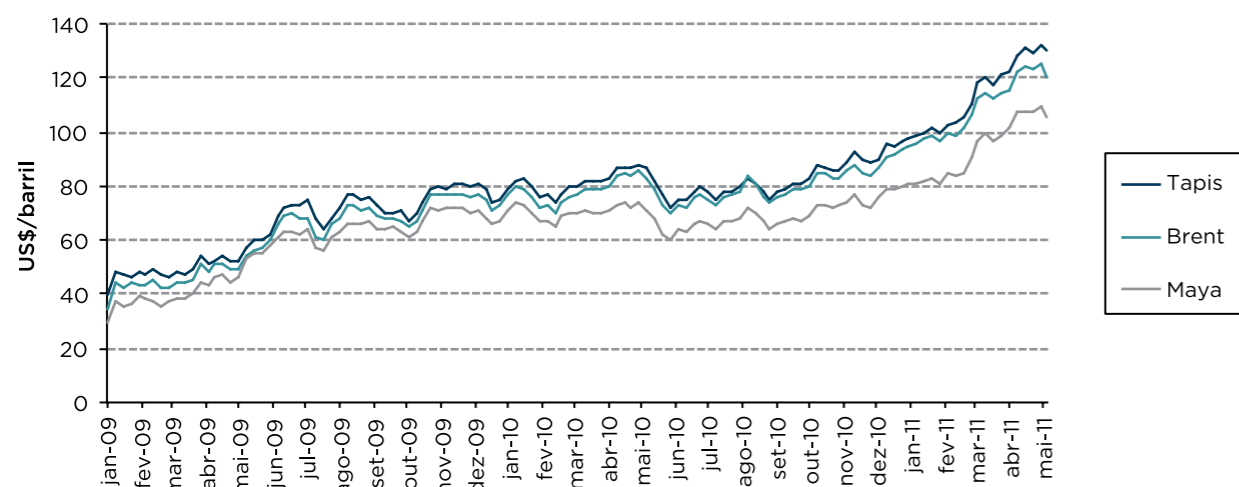


fonte: ENI World Oil and Gas Review 2010

A médio prazo, a oferta de petróleos pesados deverá ser orientada, em grande parte, à China e Índia, que devem ampliar sua capacidade de conversão para obter melhor aproveitamento do petróleo pesado em derivados leves.

A existência de capacidade de conversão excedentária resulta em uma redução do diferencial de preços entre petróleos leves e pesados. Como exemplo, a evolução do diferencial de preço entre os petróleos Maya, do México (21,8° API e 3,33% de enxofre), Brent (38,5° API e 0,41% de enxofre) e Tapis, da Malásia (46,3° API e 0,03% de enxofre).

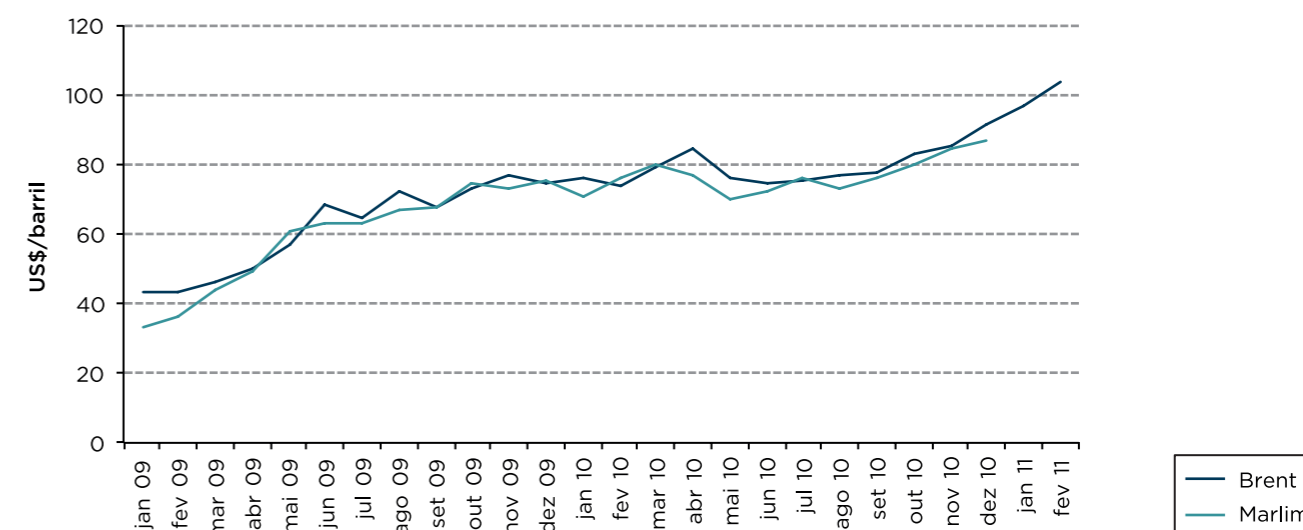
Gráfico 3: Evolução do preço dos petróleos Maya, Brent e Tapis



fonte: Energy Information Administration

Um exemplo adicional apresenta o diferencial de preços entre os petróleos de Marlim, da Bacia de Campos (19,2° API e 0,78% de enxofre) e Brent (38,5° API e 0,41% de enxofre).

Gráfico 4: Evolução do preço dos petróleos Marlim e Brent



fonte: Energy Information Administration

## REFINO

Na cadeia de valor, o refino valoriza o petróleo, gerando os derivados que serão utilizados na atividade econômica. O refino ou processamento de petróleo consiste em um conjunto de operações de separação (estágio inicial) complementadas por operações de conversão (segundo estágio) e tratamento.

As operações de separação são de natureza física, nas quais o petróleo é separado em diferentes frações básicas ou correntes de produtos (classificadas como leves, intermediárias e pesadas) em função de suas densidades e da temperatura em que atinge o ponto de ebulição, permitindo a obtenção de diferentes produtos ou derivados de petróleo. Derivados leves ou de menor densidade (como GLP, nafta e gasolina) são obtidos em temperaturas mais baixas, derivados pesados (como óleo combustível e coque) em temperaturas mais elevadas, sendo os derivados intermediários (como querosene e óleo diesel) recuperados entre as frações leves e pesadas. Os contaminantes se concentram mais nas frações pesadas.

Cada tipo de petróleo rende uma quantidade fixa de frações básicas, mas a demanda por derivados pode variar em cada mercado. Por isso, cada refinaria é projetada e construída em função do tipo de petróleo a ser processado e da demanda (a curto, médio e longo prazo), em volume e qualidade, dos derivados nos mercados local e internacional.

Os principais processos de separação são a destilação atmosférica e a destilação a vácuo. O processo inicial, componente central em um esquema ou configuração de refino é a destilação simples ou atmosférica que, aplicando propriedades de natureza física, extrai do petróleo as frações que dão origem à nafta, GLP, gasolina, óleo diesel e querosene. Toda refinaria deve ter certa flexibilidade para alterar essas proporções em função da evolução da demanda de derivados nos mercados. Cabe assinalar que uma parte do resultado da destilação atmosférica são produtos finais e outra parte (como o resíduo da destilação primária) se torna carga em outros processos. Na se-



quência, o resíduo da destilação primária é processado na destilação a vácuo, na qual rende um volume adicional de óleo diesel e frações de um produto mais pesado (gasóleo), que será utilizado, na sequência, no craqueamento catalítico.

Uma unidade de destilação atmosférica apresenta limitações em função da qualidade do mix de petróleos processados e do volume e qualidade dos derivados produzidos. Por isso, para valorizar esses produtos, realizam-se operações de conversão, de natureza química, que transformam a composição molecular de frações geradas pela destilação atmosférica.

A capacidade de conversão caracteriza refinarias complexas, que ampliam o rendimento do petróleo processado na destilação atmosférica e permitem, além disso, a valorização de petróleos pesados para a geração de derivados leves e médios. Um exemplo é o craqueamento catalítico que, utilizando catalisadores (agentes facilitadores), quebra moléculas de uma carga (mistura de gasóleos de vácuo, que tem elevado teor de enxofre e reduzido valor comercial) proveniente da destilação simples e transforma derivados com menor demanda em outros mais valorizados pelo mercado. Obter derivados leves a partir de frações médias é relativamente simples, enquanto o inverso é muito mais difícil, havendo poucos processos para isso. Uma unidade de craqueamento catalítico fluido (FCC) tem grande flexibilidade operacional e produz gás combustível, GLP, nafta, podendo maximizar os rendimentos em gasolina, GLP ou óleo diesel.

Como são gerados por uma carga com elevado teor de enxofre, esses produtos devem passar por unidades de hidrotreatamento, nas quais se utiliza hidrogênio para reduzir seu teor em contaminantes.

Um processo importante de valorização de produtos da destilação simples com reduzido valor comercial é o coqueamento retardado, pelo qual se valorizam derivados pesados (o chamado fundo de barril), gerados cada vez mais em razão do crescente processamento de petróleos pesados, produzindo derivados leves (como gás combustível, GLP, nafta leve, nafta pesada, gasóleos leve e médio, gasóleo pesado) e coque.

Outro processo é a reforma catalítica, que é uma operação que utiliza catalisadores adequados para converter naftênicos e parafinas em aromáticos e isoparafinas, podendo ser orientada para obter (a) nafta com elevado índice de octanagem ou (b) um produto rico em hidrocarbonetos aromáticos nobres (benzeno, tolueno e xilenos), dependendo do tipo de fração de nafta utilizada como carga, em especial a sua faixa de destilação, bem como a origem do petróleo.

Uma refinaria produz derivados com aplicações energéticas e não-energéticas. Os derivados energéticos ou combustíveis são:

- gás combustível (utilizado na refinaria para aquecer fornos e caldeiras)
- gás de petróleo liquefeito-GLP (gás engarrafado para uso doméstico, industrial e automotivo, produto intermediário na produção de petroquímicos, aerossóis)
- gasolina (automotiva e de aviação de pequeno porte) – alternativamente: nafta ou gasolina (nafta leve para petroquímica, nafta média e pesada como combustível automotivo e de aviação de pequeno porte)
- querosene (de aviação e de iluminação)
- óleo diesel (para transporte de carga, de passageiros e marítimo leve, instalações de aquecimento de pequeno porte)
- óleo combustível (utilizado nas indústrias, no transporte marítimo pesado e na geração de energia elétrica)
- coque (utilizado nas indústrias de cimento e de aço)



Entre os derivados com aplicações não-energéticas (para uso nas indústrias), destacam-se:

- naftas e gasóleos petroquímicos
- solventes domésticos e industriais
- parafinas
- lubrificantes básicos
- asfalto
- coque

Um dos parâmetros fundamentais da lucratividade de uma refinaria é a margem realizada pelos refinadores entre o preço dos derivados e o preço do petróleo bruto (*crack spread*). Por exemplo, a utilização de um petróleo pesado, mais barato, permite ao operador de uma refinaria complexa vender os derivados valorizados pelo mercado e capturar uma renda gerada pelo diferencial entre petróleo pesado e os petróleos leves de referência (Brent ou WTI).

As empresas estão se orientando a uma modernização gradual de seus sistemas de refino pelo aumento da complexidade e flexibilidade de suas melhores refinarias. Ampliando a capacidade de conversão, as empresas podem capturar oportunidades de valorizar petróleos pesados. Geralmente a estrutura de refino nos Estados Unidos é mais complexa que a da União Européia.

Ao longo da década de 2000, a atividade de refino tornou-se mais rentável, especialmente relacionada à elevação dos preços do petróleo. Buscando mais petróleo leve e doce para atender a demanda de derivados leves, os refinadores influíram no aumento dos preços. Além disso, houve um acréscimo na margem de refino (*crack spread*) com o aumento ainda mais substancial de preço dos derivados. Durante quase 30 anos (1970-2000), as refinarias mantiveram elevados níveis de capacidade excedentária, por conta de economias de escala e concorrência crescente, uma vez que os custos de processamento diminuem com o tamanho da refinaria, e porque importar derivados é mais caro do que importar petróleo bruto. Além disso, são investimentos a longo prazo, que correm o risco de atravessar períodos de menor demanda de derivados. No entanto, no início da década de 2000, o crescimento da demanda de derivados não foi acompanhado de crescimento da capacidade de refino, o que elevou os preços dos derivados e a margem das refinarias.

A partir de 1994, um novo padrão de demanda nos países da OCDE teve efeito sobre o desempenho das refinarias. Orientado à demanda por gasolina e derivados médios, que aumentou rapidamente ao longo da década, ao mesmo tempo em que diminuiu a demanda por óleo combustível, o novo padrão de demanda sempre foi integrado às refinarias, que estavam mobilizadas para atender as restrições ambientais na especificação dos derivados. Isso elevou o preço dos derivados leves e médios e ampliou o diferencial entre estes e o óleo combustível.

A oferta de biocombustíveis (etanol e biodiesel) nos países da OCDE (União Européia e Estados Unidos) terá por efeito uma redução da demanda de gasolina e diesel, implicando modificações na configuração das refinarias. Nos Estados Unidos, a meta é mandatória de 136 bilhões de litros de etanol até 2022. Na União Européia, há uma meta indicativa de consumo de biocombustíveis até 2020, equivalente a um mínimo de 10%, em termos de conteúdo energético, dos combustíveis automotivos, mas se refere, principalmente, ao biodiesel, considerando o consumo de diesel na região. O etanol é utilizado em pequenos volumes, principalmente como EBTE, aditivo de combustível, oxigenante da gasolina. O consumo de etanol tem crescido, em 2008 (23%), principalmente na Alemanha 1,14 bilhão de litros, França (798 milhões de litros) e Suécia (377 milhões de litros).

A ampliação esperada na produção (e importação) de biocombustíveis deve melhorar a segurança de fornecimento ao reduzir as importações de derivados de petróleo. No caso do biodiesel, o aumento na oferta de biocombustíveis terá impacto sobre as refinarias, reduzindo a oferta mundial de destilados médios e a necessidade de capacidade de conversão adicional. A União Européia reduzirá as importações de óleo diesel. O aumento da oferta de etanol terá impacto sobre o mercado de gasolina das refinarias, tanto nos Estados Unidos, quanto na União Européia, que atualmente exportam seu excedente de gasolina para os Estados Unidos. Haverá um aumento do excedente exportável de gasolina da União Européia, que deverá competir com outros fornecedores no mercado internacional, podendo ser orientado para a Ásia.

## MERCADO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E DE OUTROS COMBUSTÍVEIS

O mercado de derivados é formado pela oferta e demanda dos principais produtos oriundos do refino de petróleo, como gasolina, óleo diesel, GLP, jet fuel, querosene, óleo combustível e nafta. Cada um dos derivados atende a mercados específicos, sofrendo variações em função da sazonalidade, da evolução tecnológica dos sistemas de consumo, do quadro regulatório nos diferentes mercados, da tributação, da concorrência de energéticos substitutos e das características de qualidade dos petróleos utilizados na operação de refino. Cabe considerar, também, a oferta e demanda de combustíveis que concorrem com os derivados sem serem oriundos do petróleo (como o etanol e o biodiesel) além dos produtos resultantes do processamento de gás natural (como o GLP e os líquidos de gás natural).

### PADRÕES E TENDÊNCIAS NA DEMANDA DE DERIVADOS

O consumo de derivados de petróleo evolui ao longo do tempo em função de fatores relacionados à atividade econômica, ao desenvolvimento tecnológico, ao quadro regulatório, à concorrência de outros energéticos e às políticas de tributação. Os padrões seguidos pela oferta e as características da demanda são dinâmicos e sujeitos a transformação, com impactos sobre a estrutura de refino e a qualidade do petróleo processado.

#### Principais setores consumidores dos derivados de petróleo

- Consumidores residenciais e comerciais (GLP para cocção e óleo diesel para aquecimento ambiental)
- Transportes (60% da demanda mundial de petróleo, com gasolina, jet fuel e diesel)
- Geração elétrica (óleo diesel)
- Indústria (diesel e óleo combustível para calor de processo e força motriz)
- Petroquímica (nafta como principal insumo)

Diferenças entre países com níveis distintos de desenvolvimento e maturidade econômica se refletem tanto sobre o conjunto de derivados gerados ou importados, quanto sobre a combinação (mix) de petróleos adquiridos. Nos países da OCDE, há maior demanda por derivados leves e médios (gasolina, jet fuel e diesel) e pouco consumo de óleo combustível (redução de 35% no período 1984-2007), cujo consumo cresce na China (2,9% ao ano) e em outros países do sudeste asiático. Economias emergentes apresentam uma demanda crescente de derivados leves e uma redução gradual do consumo de óleo combustível. No Brasil, a demanda de óleo combustível caiu 25% entre 1984 e 2009.

Entre as principais tendências recentes, destilados leves (gasolina e nafta) e médios (diesel, jet fuel e querosene) correspondem a cerca de 70% da demanda mundial de derivados, enquanto o óleo combustível teve sua parcela reduzida de 19% para 14% no período 1984-2007. Nos Estados Unidos, a parcela de óleo combustível caiu para 6% da demanda total por derivados de petróleo, tendo sido gradualmente substituído por gás natural (pelo setor industrial e geração elétrica) e pela energia nuclear (para geração elétrica). As refinarias devem adaptar-se a essas alterações, seja utilizando petróleo com características apropriadas para o rendimento desejado, seja modificando a configuração do refino ou ainda importando e exportando derivados.

O consumo de destilados médios cresceu com a industrialização da Ásia. A demanda por destilados médios, em todo o hemisfério norte, no inverno e por gasolina, principalmente nos Estados Unidos, no verão introduz picos sazonais na demanda mundial de petróleo.

## TRANSPORTE

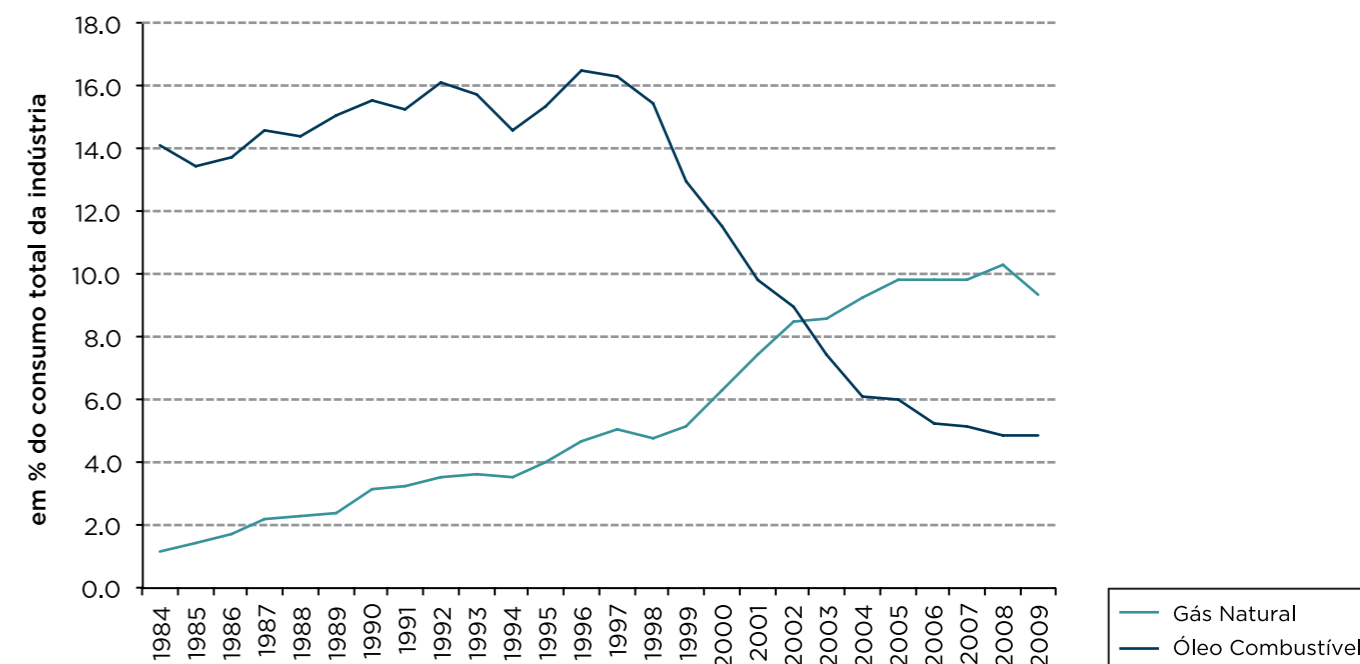
No setor de transporte, os principais derivados de petróleo são a gasolina e o óleo diesel, mas também são consumidos querosene de aviação e jet fuel (transporte aéreo), GLP (transporte automotivo) e óleo combustível (transporte marítimo de grande porte). O maior mercado da gasolina são os Estados Unidos, que consomem 45% da demanda mundial do produto. Embora a introdução do padrão CAFE (Corporate Average Fuel Economy), em 1975 – fixando metas de consumo de combustível para veículos novos – tenha afetado o crescimento da demanda de gasolina, ela retomou sua importância na década de 1990, enquanto o padrão CAFE permaneceu inalterado, em 11,7 km/litro (26,7 milhas por galão), no período 1990-2010.

O óleo diesel é mais consumido na União Européia, onde é utilizado por grande parte da frota (55% dos veículos vendidos em 2009), em razão de seu custo competitivo e dos impostos que incidem sobre os veículos movidos a gasolina. Em muitos países, os combustíveis de transporte são objeto de regulação para redução de suas emissões, inicialmente na área da OCDE e, mais recentemente, também em países em desenvolvimento. Isso altera a configuração das refinarias, implicando instalação de unidades de hidrotreatamento para remover o enxofre do diesel e das frações pesadas da gasolina.

## INDÚSTRIA

Excetuando a indústria petroquímica (que consome nafta), o setor industrial utiliza, principalmente, óleo combustível, que pode ser utilizado em processos térmicos em motores de combustão interna para geração de calor e para aquecimento de fornos e caldeiras. Nos países da OCDE, o óleo combustível vem sendo substituído, gradualmente, por gás natural. Esse padrão, relacionado ao controle de emissões de gases de efeito estufa, tende a ser aplicado, nas próximas décadas, aos países de industrialização mais recente (como China e Índia), que ainda consomem grandes volumes de óleo combustível. No Brasil, a substituição de óleo combustível por gás natural vem ocorrendo, gradualmente, em função da oferta de gás natural (que tende a crescer na década 2011-2020), a implantação de gasodutos de distribuição (que depende das metas das empresas distribuidoras) e de preços competitivos para o gás natural.

Gráfico 5: Substituição de Óleo Combustível por Gás Natural



fonte: Ministério de Minas e Energia

## INDÚSTRIA PETROQUÍMICA

A indústria petroquímica utiliza a nafta como insumo para a produção dos principais produtos petroquímicos, sendo um dos principais setores consumidores de petróleo. Os produtos do processamento de gás natural (eteno, propano, butanos) também podem ser utilizados como insumo petroquímico. Com a correlação entre os preços da nafta e do petróleo, há uma tendência à instalação de novas unidades petroquímicas em países produtores de petróleo e gás natural do Oriente Médio, que têm a vantagem da disponibilidade e custos competitivos de produção dos dois recursos. Entre os países produtores de petróleo e que dispõem de capacidade de refino, a Arábia Saudita tem ampliado seu consumo de nafta e reduzido o volume exportável.

O consumo de nafta no Brasil é da ordem de 10 milhões de toneladas/ano, sendo 7 milhões de toneladas/ano produzidas pela Petrobras e 3 milhões de toneladas/ano são importadas pelas centrais petroquímicas.

## GERAÇÃO ELÉTRICA

O óleo diesel é o principal derivado do petróleo utilizado para geração elétrica. No Brasil, há 858 unidades de geração elétrica a diesel, que totalizam cerca de 4.000 MW de capacidade instalada ou 3,2% do total do país. A maior parte dos sistemas isolados, especialmente na Amazônia, utiliza unidades de geração elétrica a diesel. Mesmo nas cidades servidas por redes de distribuição, consumidores comerciais e industriais utilizam a geração descentralizada a diesel nos horários de ponta, quando a tarifa de energia elétrica é mais cara.

## BIOCOMBUSTÍVEIS

O etanol e o biodiesel são combustíveis produzidos fora da refinaria e destinados, principalmente, ao setor de transportes. Considerando o mercado de derivados de petróleo, o consumo de etanol é relevante no Brasil, onde corresponde a 14% do total, e nos Estados Unidos, com 8%, é utilizado como oxigenante na gasolina e como combustível nos veículos flex na proporção de 15% (E15). A parcela de etanol ainda é pequena nos demais mercados da OCDE, mas deve acentuar-se desde que seu consumo se torne mandatório.

Nos Estados Unidos, a participação do etanol no mercado de combustíveis deve aumentar com o mandato para comercialização de 136 bilhões de litros até 2022.

O biodiesel é mais utilizado na União Européia, que produz cerca de 60% da produção mundial, sendo a Alemanha o maior produtor e consumidor do produto. Geralmente, o biodiesel é misturado ao diesel convencional na proporção de 5% (B5), sendo comercializado em misturas de 30% (B30) e até de 100% (B100) em alguns países. O biodiesel é utilizado como aditivo ao diesel com teor ultrarreduzido de enxofre (ultra-low sulphur diesel).

Os principais exportadores de biodiesel são Indonésia, Malásia e os Estados Unidos. A oferta de biocombustíveis de primeira geração deve manter-se nos patamares atuais ao longo da década 2011-2020.

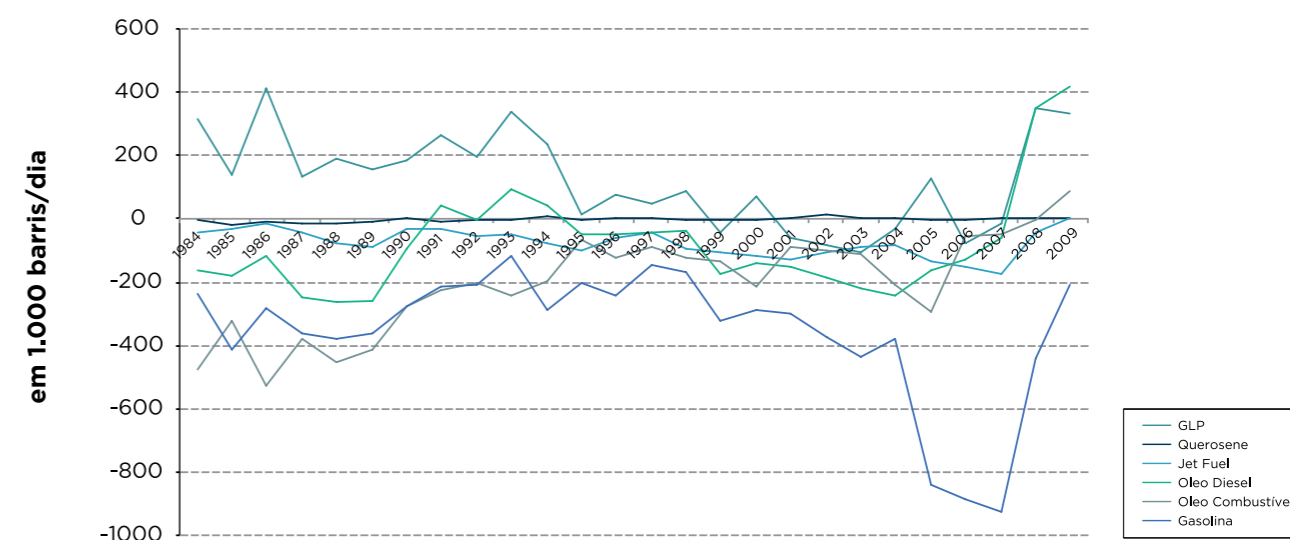
## EVOLUÇÃO RECENTE DOS PRINCIPAIS MERCADOS CONSUMIDORES

Há um crescimento dos fluxos ou correntes internacionais de derivados de petróleo para compensar déficits e comercializar excedentes. A evolução recente nos principais mercados consumidores reflete os padrões de oferta e as características da demanda, indicando as tendências de seu desenvolvimento.

### ESTADOS UNIDOS

A demanda de gasolina é superior ao que podem gerar as refinarias. A necessidade de produzir diferentes qualidades de gasolina (chamadas 'combustíveis de boutique') em função de regulações e especificações diferenciadas dos estados americanos exerce pressão suplementar sobre a capacidade de produção da gasolina requerida no país. Entre 1984 e 2007, houve déficit de gasolina, diesel, óleo combustível, jet fuel e querosene. O déficit de gasolina tem sido compensado com importações da Europa e América Latina. A demanda de óleo combustível declinou 63% no período 1984-2009, sendo importado, principalmente, da América Latina.

Gráfico 6: Balanço de derivados de petróleo dos Estados Unidos

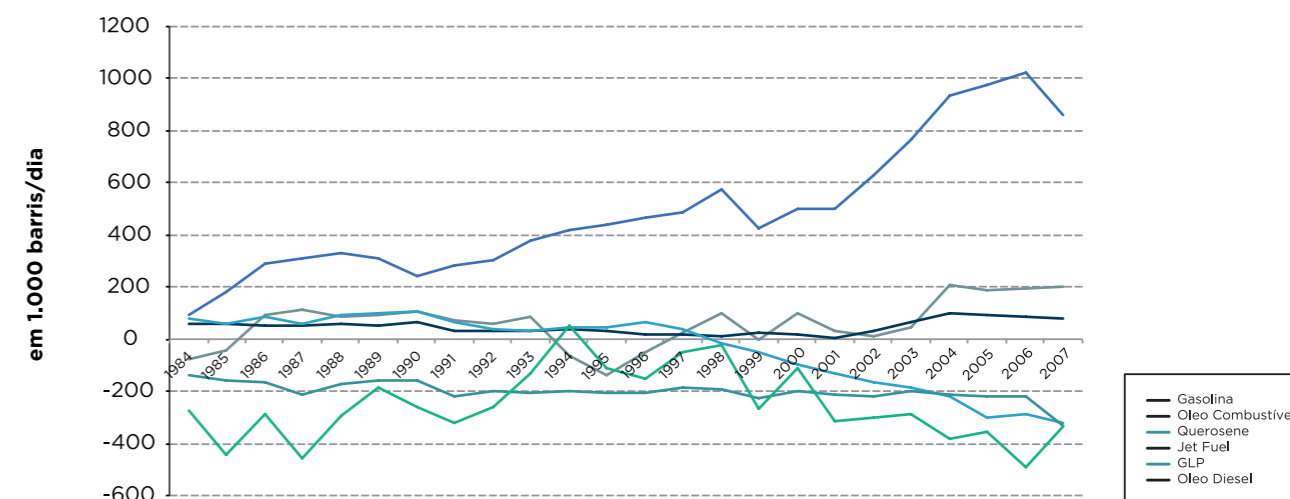


fonte: Energy Information Administration

### UNIÃO EUROPÉIA

Desde o início da década de 1990, a demanda de gasolina vem decrescendo e a de óleo diesel aumentando. A parcela de óleo combustível diminuiu em 36% ao longo de 1984-2007. O principal derivado importado é o diesel, principalmente da Rússia e países da antiga União Soviética, que produzem um grande excedente de diesel, mas não dispõem de instalações de hidrotreatamento e dessulfurização. Desse modo, o diesel importado ainda deve passar por operação de tratamento na União Européia para atender os padrões ambientais locais quanto ao teor de enxofre. A maior parte do excedente de gasolina e de óleo combustível é exportada para os Estados Unidos, o que evidencia um desajuste da configuração do refino da Europa em relação à sua demanda de derivados.

Gráfico 7: Balanço de derivados de petróleo da União Europeia

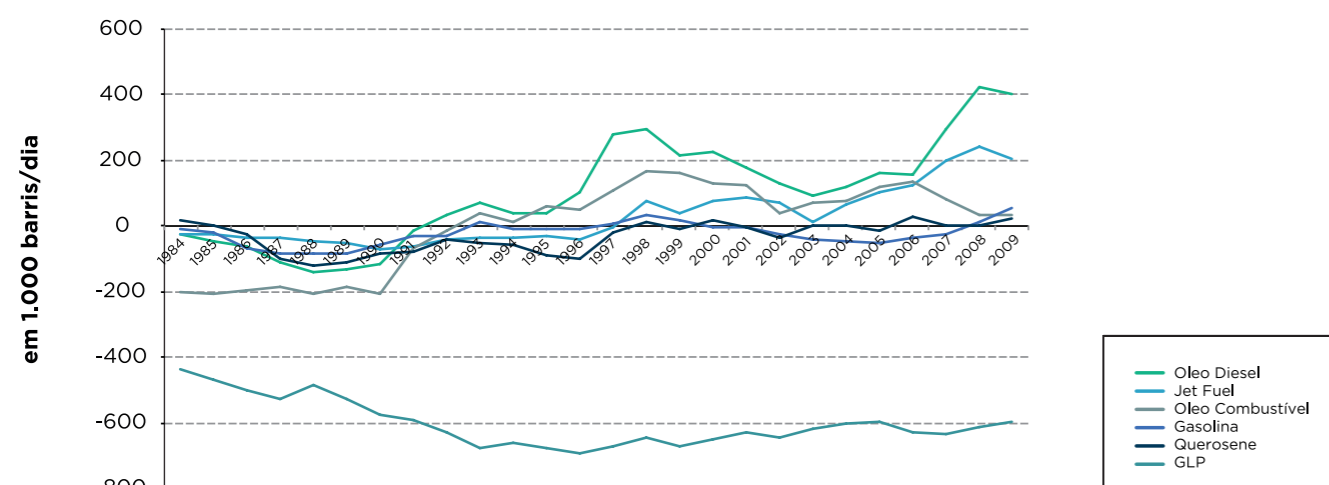


fonte: Energy Information Administration

## OCDE PACÍFICO

A região do Pacífico da OCDE é formada por Japão, Coréia do Sul, Austrália e Nova Zelândia. Não há participação dominante de um produto, mas o consumo de óleo combustível vem se reduzindo e sendo exportado, juntamente com óleo diesel, para outros países do mercado asiático. A região necessita de grandes volumes de nafta petroquímica, que é importada do Oriente Médio e de outros países da Ásia.

Gráfico 8: Balanço de derivados de petróleo da OCDE Pacífico

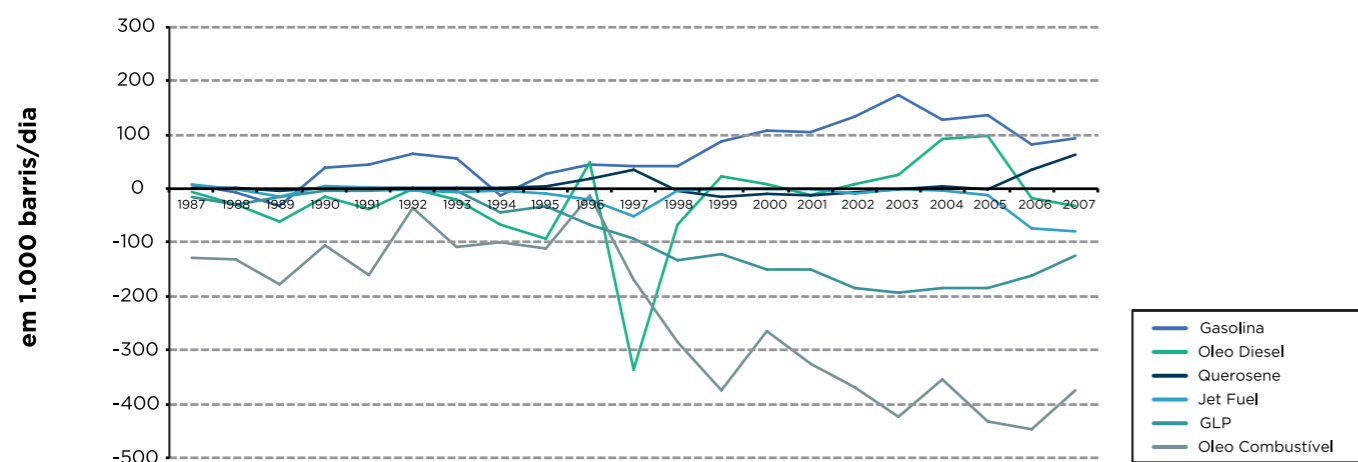


fonte: Energy Information Administration

## CHINA

Principal produtora e consumidora de derivados de petróleo do mercado asiático, a China vem tendo uma demanda crescente, especialmente nos setores de transporte (gasolina e óleo diesel), industrial (óleo combustível e nafta) e geração elétrica, e maior presença do óleo diesel. O consumo de nafta deve crescer, pois a China pretende estar entre as maiores indústrias petroquímicas do mundo. As refinarias devem ser ampliadas para processar petróleo mais pesado, maximizar a produção de óleo diesel e ampliar a oferta de gasolina com baixo teor de enxofre, além de realizar novos investimentos em capacidade de hidrotreamento com a implementação de medidas mandatórias de qualidade para o consumo de gasolina. A China é importadora líquida de óleo combustível, diesel, GLP e jet fuel.

Gráfico 9: Balanço de derivados de petróleo da China

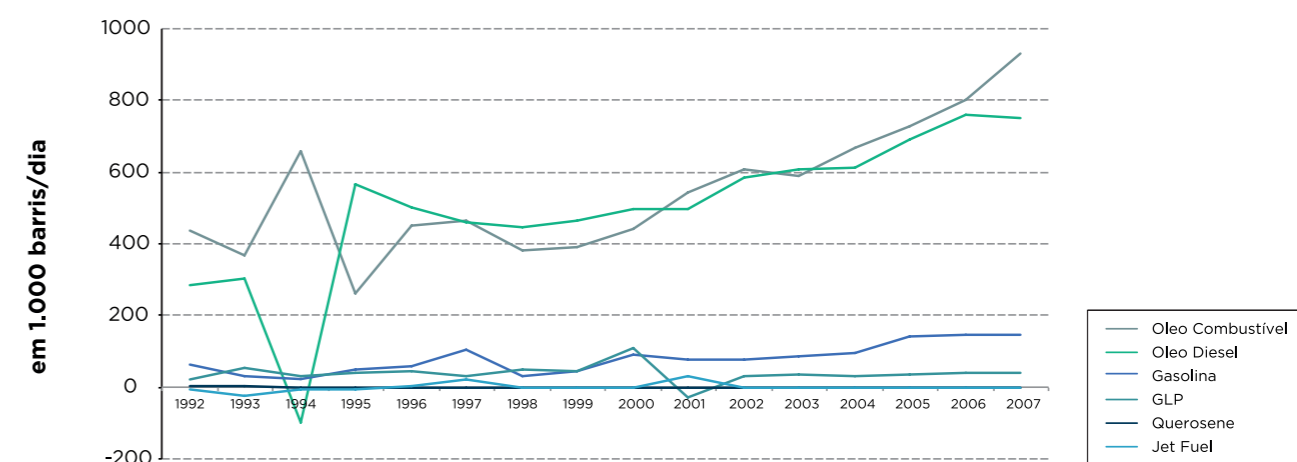


fonte: Energy Information Administration

## RÚSSIA

A Rússia tem excedente de produção dos principais derivados, sendo um importante exportador de diesel e óleo combustível para o mercado europeu. O consumo de diesel na indústria e óleo combustível para geração elétrica permite que haja excedentes de gás natural para exportação. A exportação de derivados é incentivada em relação à exportação de petróleo bruto com redução de impostos de 30% para exportação de derivados leves e de 60% para exportação de óleo combustível. A Rússia deve continuar sendo um dos principais exportadores de derivados de petróleo do mundo e tornar-se um dos maiores mercados automotivo, investindo na implantação de unidades de tratamento para retirada de enxofre, do diesel e da gasolina, ampliando, assim, sua oferta no mercado mundial.

Gráfico 10: Balanço de derivados de petróleo da Rússia

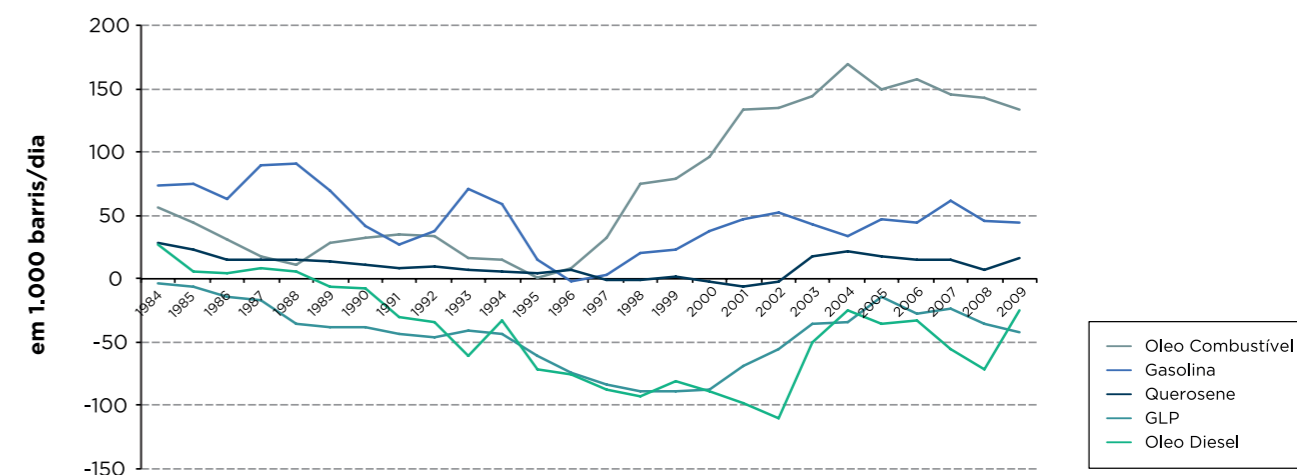


fonte: Energy Information Administration

## BRASIL

Os excedentes de gasolina estão sendo exportados, substituído pelo etanol com a introdução dos veículos flex fuel. A entrada em operação de novas capacidades de conversão em refinarias da Petrobras e a entrada em operação das novas refinarias no Nordeste (Abreu e Lima em Pernambuco e Premium no Ceará e Maranhão) devem reduzir as importações de óleo diesel que atendem a demanda de transporte e de GLP para cocção. O consumo de óleo combustível vem sendo gradualmente substituído por gás natural na indústria.

Gráfico 11: Balanço de derivados de petróleo do Brasil



fonte: Ministério de Minas e Energia

## A TRANSIÇÃO AO MERCADO DE COMBUSTÍVEIS AMPLIADO

O mercado de derivados de petróleo é o núcleo de um conjunto mais amplo formado pelo mercado de combustíveis. Como participantes da cadeia de valor do petróleo, as empresas distribuidoras de derivados de petróleo, que pertencem, em geral, a empresas integradas de produção de petróleo, tendem a articular ativos de produção, distribuição e comercialização de biocombustíveis.

A reposição das reservas é aspecto relevante na valorização das empresas petrolíferas e o índice de reposição de reservas é um indicador do desempenho esperado da empresa. Para isso, a busca de novos recursos e sua incorporação como novas reservas é atividade essencial na estratégia das petrolíferas para preservar ou ampliar seu valor de mercado. A substituição de parcelas de gasolina por etanol e de diesel por biodiesel contribui para atenuar a taxa de utilização das reservas e, desse modo, contribui para a preservação das reservas existentes. Embora ainda incipiente diante da pequena participação (1%) dos biocombustíveis na matriz mundial de transportes, a participação do etanol é significativa nos mercados de combustíveis do Brasil (14%) e nos Estados Unidos (8%). Esse movimento deve acentuar-se com os biocombustíveis de segunda geração. Estima-se que os biocombustíveis atenderão a 10% da demanda mundial de transportes em 2020.

Essas características reforçam mais a cooperação e menos a concorrência nas relações entre petrolíferas e empresas de biocombustíveis. Há diversas complementaridades entre empresas petrolíferas e empresas produtoras de biocombustíveis. As petrolíferas podem aportar os recursos financeiros essenciais para as empresas de biocombustíveis. Mas, além disso, detendo o controle técnico e empresarial da cadeia de valor dos combustíveis derivados de petróleo, as petrolíferas inserem naturalmente os biocombustíveis no refino (mistura com gasolina e óleo diesel) e na distribuição, ampliando sua participação no mercado de combustíveis e promovendo uma melhor alocação dos recursos.

Uma dimensão importante da complementaridade se refere à inserção técnica e empresarial dos biocombustíveis na cadeia de valor do petróleo, que utilizam as mesmas redes de distribuição e os mesmos sistemas de consumo (veículos com motor de combustão interna) que os veículos movidos por derivados de petróleo (gasolina e diesel). Isso permite que as empresas absorvam ganhos de escala pela integração dos biocombustíveis à sua cadeia de valor.

A evolução dos biocombustíveis tem um forte componente tecnológico com a introdução do etanol de celulose e do biodiesel de segunda geração, que devem ampliar a produtividade da biomassa utilizada, embora sua comercialização ainda dependa de reduções no custo de produção. Nessa área, o investimento das empresas petrolíferas se insere na estratégia de transição para um ambiente sustentável e de investimento em tecnologias limpas e de alto desempenho.

Entre o investimento de empresas de petróleo em biocombustíveis, cabe assinalar a criação pela Petrobras da Petrobras Biocombustível com atividades na produção, transporte, comercialização e exportação de etanol e biodiesel. A Shell tem uma empresa conjunta com a Cosan (maior empresa de açúcar e etanol do Brasil) para a produção e comercialização do etanol, e com a empresa de biotecnologia Iogen para o desenvolvimento do etanol de celulose. A ExxonMobil investe em tecnologia de biocombustíveis a partir de algas com a empresa Synthetic Genomics. A Chevron tem uma empresa conjunta com Weyerhaeuser para produzir biocombustíveis a partir da biomassa de produtos florestais. A petrolífera francesa Total, relevante na área de produtos químicos, tem participação na empresa Coskata para produção de bioetanol, com o suporte da General Motors, e investiu na empresa Gevo de biobutanol. BP tem uma empresa conjunta com a DuPont para comercializar o biobutanol, além de produzir algas

com Martek Biosciences, jatropha com a empresa D1, etanol de celulose com QTerros e etanol de cana no Brasil com a Tropical BioEnergia. A refinadora independente norte-americana de petróleo Valero comprou os ativos da empresa VeraSun e passou a contar com uma produção anual de cerca de 4 bilhões de litros de etanol.

Esses investimentos fortalecem o caráter estratégico da cooperação técnica e empresarial na formação de um mercado de combustíveis ampliado, que responda a restrições ambientais e a uma melhor composição com as operações de refino.

## GASOLINA

A gasolina é um dos principais combustíveis para o setor de transporte. Composta por hidrocarbonetos e contaminantes (enxofre, nitrogênio e metálicos), a formulação da gasolina utiliza diversas correntes do processamento de petróleo. Inicialmente, recupera-se a nafta leve entre as frações mais leves no processo de destilação atmosférica. Para produzir maior volume de gasolina, é necessário quebrar as moléculas mais pesadas (gasóleos) de hidrocarbonetos por meio do processo de cracking (ou craqueamento) do qual se obtém a nafta craqueada. A gasolina produzida a partir do craqueamento catalítico, utilizada na América do Norte e na Europa Ocidental, tem elevado teor de enxofre. Restrições ambientais e especificações de desempenho norte-americanas e europeias fazem com a gasolina ainda passe por uma unidade de hidrocrackeamento, que introduz hidrogênio no craqueamento.

A octanagem da gasolina define o limite da detonação, que deve ser evitada nos motores a combustão interna para aumentar sua vida útil e conter o nível de emissões. No Brasil, a octanagem é dada pelo Índice Antidetonante (IAD). Quanto maior a octanagem ou mais elevado o IAD, maior a resistência à detonação. Oxigenantes são compostos químicos que fornecem oxigênio à gasolina para que sua queima seja mais eficiente, servindo também para aumentar a octanagem e reduzir as emissões do motor. Esse aumento de octanagem permite, também, que seja compensada a remoção do chumbo da gasolina (em razão da contaminação do ar, água e solo) que acabou provocando uma redução na octanagem. A mistura de oxigenantes à gasolina resulta em gasolina reformulada ou gasolina oxigenada.

No Brasil, o etanol anidro é oxigenante da gasolina desde a década de 1980, à qual é misturado em proporção mandatória que varia de 20 a 25%, dependendo de decisão do governo federal, que leva em conta, entre outros aspectos, a oferta de etanol no mercado do país. Nos Estados Unidos, a preferência pelo etanol anidro como oxigenante da gasolina deveu-se aos impactos ambientais do MTBE

(metil-terciário-butil-eter), utilizado como oxigenante, que vinha se infiltrando em lençóis freáticos, sendo banido em 25 estados e, em 2002, por lei federal.

A parcela da gasolina no refino é da ordem de 20% na maioria dos países, sendo de 43% nos Estados Unidos (maior consumidor mundial) e de 23% no Brasil. No mercado brasileiro, há três tipos de gasolina: Comum (Gasolina C), Aditivada e Premium. A Gasolina Comum é a mais simples, tem IAD = 87, recebe adição de etanol anidro (20 a 25%) e possui teor de enxofre de 1.000 ppm (partes por milhão). A Gasolina Aditivada difere da Comum por conter aditivos detergentes/dispersantes (acrescentados na Base de Distribuição) que permite que se mantenha limpo o sistema de alimentação do veículo. A Gasolina Premium, contém os aditivos da Aditivada, além de octanagem mais elevada (IAD = 95) e menor teor de enxofre (30 ppm). No Brasil, a oferta de gasolina excede a demanda porque o processamento de petróleo nas refinarias resulta na produção de proporções determinadas de gasolina, que acaba sendo substituída por etanol para abastecer veículos equipados com motor flex-fuel, cuja frota cresceu ao longo da década de 2000. Em consequência, o excedente de gasolina (Gasolina A) gerado nas refinarias, é exportado, em grande parte, para os Estados Unidos, aproveitando a elevada cotação do produto no mercado internacional. Essa situação pode ser alterada caso haja redução no volume de etanol produzido pelas destilarias, o que determinou, em abril de 2011, a importação de 1 milhão de litros de gasolina, equivalente a 5 dias de consumo.

Na União Européia, o teor de enxofre da gasolina não pode exceder 10 ppm e, nos Estados Unidos, 30 ppm. Como esses países importam ou podem vir a importar a gasolina excedente do Brasil, essas restrições ambientais resultaram na introdução de unidades de dessulfurização em algumas refinarias do país, com implicações sobre a configuração do refino.

A gasolina de aviação, utilizada por aviões de pequeno porte, tem um aditivo especial (que inclui o chumbo tetraetil) que lhe dá capacidade antidetonante. Produzida pela Petrobrás, em uma instalação complexa, construída para essa finalidade.

## ÓLEO DIESEL

O óleo diesel é um hidrocarboneto utilizado nos setores de transporte, industrial e geração elétrica, obtido a partir da mistura de diversas correntes do processo de refino do petróleo, em operações de separação, conversão e tratamento. Inicialmente, no processo de destilação atmosférica, são obtidos os Gasóleos Atmosféricos, também chamados óleo diesel leve e pesado, básicos para a produção de óleo diesel. Nesse estágio, é considerado um produto final e pode ser armazenado. No entanto, pode ainda ser encaminhado a uma unidade de hidrotreatamento, eliminando os contaminantes (principalmente, enxofre e nitrogênio).

Na sequência, podem ser obtidos volumes adicionais de óleo diesel a partir de um subproduto do processo de destilação atmosférica – os Resíduos Atmosféricos – que passam por um novo processo de fracionamento (a Destilação a Vácuo), gerando Gasóleos de Vácuo, que são enviados como carga para operação de conversão em uma unidade de craqueamento catalítico, resultando em óleo leve de reciclo. Volumes adicionais de óleo diesel podem, ainda, ser gerados a partir de resíduos desse processo de destilação a vácuo – Resíduos de Vácuo – que se tornam carga para operação de conversão, desta vez em uma unidade de coqueamento retardado, dando lugar a Gasóleos de Coque. Tanto o óleo leve de reciclo, quanto os gasóleos de coque passam a seguir por uma unidade de hidrotreatamento, resultando em Óleo Diesel Hidrotreatado.

O índice de cetano está relacionado à qualidade da combustão do óleo diesel, dada pelo período de tempo entre o início da injeção do combustível e o início da combustão. Uma combustão de qualidade resulta de uma ignição rápida seguida de combustão suave e completa. Quanto maior o índice de cetano, menor o tempo de ignição e maior a qualidade da combustão, resultando em menos emissão de óxido de carbono (CO). No Brasil, o índice de cetano para óleo diesel é de 42.

O óleo diesel é utilizado em motores de ignição por compressão em automóveis, caminhões, ônibus, locomotivas, pequenas embarcações marítimas. A parcela do óleo diesel no refino é da ordem de 15 a 25% na maioria dos países, enquanto no Brasil essa participação é de 35% em razão da prioridade dada ao transporte rodoviário. Nos países da União Européia, parte substancial da frota de automóveis é movida a diesel (30%) e há uma complementaridade nas estruturas de refino com os Estados Unidos, conduzindo à exportação de excedentes de gasolina da União Européia aos Estados Unidos e de excedentes de diesel no sentido contrário. No entanto, o crescimento da frota de veículos a diesel na União Européia pode chegar a um limite, a partir de 2014, quando restrições de emissão mais rigorosas devem encarecer o preço do carro a diesel. Caso essa tendência se confirme, haverá um aumento da frota a gasolina e aumento na demanda mundial do produto, com elevação do preço e oportunidade de ampliação de vendas para exportadores de gasolina, como o Brasil.

O Brasil é importador de óleo diesel (8% do consumo em 2009). A Petrobras está investindo em 8 refinarias para reduzir o teor de enxofre em diferentes níveis ao longo do período 2011-2013, além da construção da refinaria Abreu e Lima (em Pernambuco) e das refinarias Premium (no Ceará e no Maranhão), que devem ampliar a oferta de óleo diesel.

O biodiesel, combustível renovável produzido a partir de óleo vegetal ou gordura animal, pode ser utilizado em motores diesel convencionais, sendo misturado ao óleo diesel ou substituindo totalmente o óleo diesel. O diesel de cana de açúcar, biocombustível de segunda geração, está em fase experimental.

## GLP

O Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) é um combustível formado principalmente por propano e butano, que pode ser extraído tanto do petróleo, quanto do gás natural, em proporção que varia segundo a origem dos recursos. No petróleo, o GLP é o produto do refino que apresenta a menor densidade, sendo recuperado na fração mais leve no processo de destilação atmosférica. Na sequência, em processo de conversão em uma unidade de craqueamento catalítico, também se obtém GLP. No gás natural, em unidades de processamento situadas ao longo de gasodutos de transporte, o GLP é extraído juntamente com outros líquidos de gás natural (LGNs) de elevado valor, como o etano e a gasolina natural. No Mundo, em média, 60% do GLP é obtido no processamento de gás natural e 40% no refino de petróleo.

O GLP pode ser utilizado não só como combustível para cocção, combustível industrial e transporte automotivo, mas também para aquecimento de água, calefação e geração elétrica descentralizada. Além disso, o GLP é utilizado como matéria-prima na petroquímica.

No Brasil, desde a Guerra Irã-Iraque (1991), a utilização do GLP é restrita à cocção, sendo proibidas as demais utilizações. Em 2009, a produção de GLP foi de 10 milhões de m<sup>3</sup> (sendo 82% a partir do petróleo e 18% do gás natural) e o consumo atingiu 12 milhões de m<sup>3</sup>. Além da produção local, importou-se 1 milhão de m<sup>3</sup> de GLP da Argentina, provenientes do Projeto Mega, uma empresa conjunta da Petrobras com Repsol YPF e Dow Chemical, que extrai LGNs.

A entrada em operação da UPGN de Cacimba (março de 2009) deveria reduzir o volume das importações de GLP em 700.000 t/ano e de Urucu ao final de 2009 em mais 300.000 t/ano.

O GLP tem elevado poder calorífico (11.850 kcal/kg ou 25.300 kcal/m<sup>3</sup>), superior ao do gás natural (8.806 kcal/m<sup>3</sup>). Nos recipientes de armazenagem, o GLP está em estado líquido, tendo sido resfriado ou submetido a baixas pressões.

Como combustível automotivo, o GLP é competitivo em relação à gasolina. Há cerca de 15 milhões de veículos no Mundo movidos a GLP, não só em países da União Européia (Itália, Holanda e França, entre outros), mas também no Chile e na Argentina.

## ÓLEO COMBUSTÍVEL

O óleo combustível é um hidrocarboneto utilizado em aplicações industriais (fornos, caldeiras, motores), obtido no processo de refino, na fração mais pesada ou residual da destilação atmosférica. Na sequência, também pode ser recuperado no processo de conversão dos Resíduos de Vácuo (resíduos da destilação a vácuo). Possui contaminantes (enxofre, nitrogênio) e metais (como sódio, ferro, níquel e vanádio) que apresentam corrosividade. Por esse motivo, no processo de refino, o óleo combustível ainda passa por uma operação de tratamento para retirar contaminantes e reduzir a corrosividade.

A escolha do óleo combustível deve considerar vários aspectos. A viscosidade é um elemento importante na especificação do óleo combustível, sendo mais barato o óleo mais viscoso. No entanto, óleos mais viscosos necessitam de temperaturas mais elevadas e maiores custos operacionais, o que pode restringir a viscosidade em certos processos. Em função da viscosidade, o óleo combustível pode ser classificado como leve ou pesado. O óleo combustível leve tem menor viscosidade e corresponde ao óleo diesel não volátil, que não inflama em contato com a chama, sendo utilizado em motores por compressão de médias e altas rotações, i.e., motores diesel. Cabe assinalar que, no Brasil, o óleo diesel é volátil, diferindo, portanto, do óleo combustível leve.

O óleo combustível pode ser classificado em função de seu teor de enxofre, sendo produzidos, no Brasil, o Óleo Combustível ATE (alto teor de enxofre) e o Óleo Combustível BTE (baixo teor de enxofre), cuja escolha depende do grau de restrição ao enxofre no processo industrial a ser aplicado.

Quanto à faixa de viscosidade, o óleo combustível pode ser classificado em leve (menor viscosidade) e pesado (maior viscosidade). O óleo combustível pesado pode ainda ser considerado em função do Ponto de Fluidez (i.e., da temperatura mínima na qual o óleo combustível ainda escoar, sendo um dado importante para sua armazenagem e transporte) em APF (alto ponto de fluidez) e BPF (baixo ponto de fluidez).





## NAFTA

A indústria petroquímica tem grande articulação com o refino de petróleo, sendo a nafta sua principal matéria-prima, especialmente na Ásia, na Europa e no Brasil. Há uma correlação entre o preço da nafta e o preço do petróleo. Estima-se que o petróleo no Brasil, por ser um petróleo pesado, contenha apenas 11% de nafta. Um petróleo leve, como o Brent, rende cerca de 30%, mas nem toda a nafta é destinada à indústria petroquímica.

A parafinidade é um parâmetro de qualidade para a nafta petroquímica. Quanto maior a parafinidade, maior a qualidade da nafta para fins petroquímicos. Petróleos mais leves produzem naftas mais parafinicas, enquanto petróleos mais pesados produzem nafta de baixa qualidade.

No Brasil, o mercado de combustíveis é o principal concorrente da petroquímica na utilização da nafta, que entra como insumo na formulação da gasolina. Com o aumento do processamento do petróleo no país (mais pesado e com menor parafinidade), haverá uma redução no rendimento de nafta. Estima-se que, em 2020, 40% da produção brasileira de nafta estará contida na gasolina.

O Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), a ser concluído pela Petrobras em 2012, inclui uma refinaria com perfil petroquímico e a utilização de tecnologia de craqueamento catalítico fluido (FCC) petroquímico, que aplica catalisadores mais eficientes para processamento do petróleo pesado para gerar produtos petroquímicos valorizados no mercado.

A nafta é utilizada principalmente na produção de etileno e propileno (que são os produtos petroquímicos básicos), além de outras frações líquidas, como benzeno, tolueno e xilenos (conhecidos como BTX). Etileno, propileno e benzeno são a base para 75% dos produtos da indústria petroquímica.

O etileno é o principal produto da indústria petroquímica, que, além de produzido a partir da nafta, pode ser gerado alternativamente a partir de etano e GLP, oriundos do processamento de gás natural, especialmente nos Estados Unidos e no Oriente Médio, em razão da disponibilidade e do custo competitivo do gás natural. Nos Estados Unidos, 40% da capacidade de etileno provém de naftas de refinaria, enquanto na Europa 75% da nafta leve é utilizada com essa finalidade. Um grande volume do petróleo refinado é utilizado para gerar produtos petroquímicos na Ásia. No Japão e na Coreia do Sul, quase 100% da nafta produzida é destinada à produção de etileno. A China está expandindo sua capacidade de etileno, mas sua capacidade de refino não acompanhou esse crescimento e o país tornou-se, em 2010, importador de nafta para a produção de etileno. Entre os países produtores de petróleo e que dispõem de capacidade de refino, a Arábia Saudita tem ampliado seu consumo de nafta e reduzido o volume exportável.

III.

**PREÇO:**  
**PREÇOS DO**  
**PETRÓLEO**

## SUMÁRIO

### PREÇOS DO PETRÓLEO

- 55** RESUMO E INTRODUÇÃO
- 58** OS DIRECIONADORES DOS PREÇOS DO PETRÓLEO
- 62** A EVOLUÇÃO DA DEMANDA E AS ALTERNATIVAS AO PETRÓLEO
- 64** IMPACTO DA VARIAÇÃO DOS PREÇOS SOBRE A ECONOMIA
- 65** AS EXPECTATIVAS EM RELAÇÃO À OFERTA DE PETRÓLEO
- 67** ORÇAMENTO DOS PAÍSES PRODUTORES E NÍVEL DE PREÇOS DE EQUILÍBRIO
- 67** AUMENTO DOS PREÇOS E EXPANSÃO DE CAPACIDADE
- 68** CONCLUSÃO



## RESUMO

os preços do petróleo vêm se mantendo acima do patamar de US\$100/barril diante do acordo tácito do conjunto dos participantes relevantes (países produtores da OPEP, países produtores fora da OPEP, países grandes consumidores reunidos na Agência Internacional de Energia), viabilizando o desenvolvimento de novas áreas de produção (como o petróleo em águas ultraprofundas no Brasil e na Costa da Guiné) e alternativas ao petróleo convencional (como os biocombustíveis e os combustíveis líquidos derivados do petróleo não-convencional). O estudo analisa a intervenção dos novos direcionadores de preço, a preservação do poder da OPEP na determinação do nível dos preços, o impacto da volatilidade dos preços sobre a economia e o efeito sobre os preços com a entrada em operação de novas áreas de produção.

## INTRODUÇÃO

### EVOLUÇÃO DOS REGIMES DE PREÇO

Há diversas explicações para a evolução dos preços do petróleo. Para alguns, trata-se de um fenômeno cíclico, relacionado à evolução da economia, a fatores sazonais e ao desenvolvimento de novas áreas de exploração (e.g., elevação dos custos de produção). Para outros, é um processo estrutural, que diz respeito à interação da oferta e demanda de petróleo e à organização de sua cadeia de valor (e.g., descompasso entre crescimento da demanda e expansão da oferta; ampliação da parcela de petróleo pesado na oferta global de petróleo determinando nova configuração do refino). Uma outra abordagem considera que os preços respondem a uma restrição física, relacionada à disponibilidade do recurso na natureza. Estima-se, ainda, que fatores transitórios (como eventos climáticos, geopolíticos e a especulação) são determinantes. De fato, é a convergência desses diversos fatores que forma o mercado mundial de petróleo e tem efeito sobre a evolução dos preços.

Os preços do petróleo têm efeito sobre o conjunto da atividade econômica e são determinantes na orientação dos investimentos no setor energético. A convergência dos preços do petróleo a um valor de longo prazo, credível com base nos fundamentos da indústria, é essencial para orientar os investimentos na expansão da oferta e no desenvolvimento de alternativas ao petróleo. Ao longo de sua evolução, os preços do petróleo têm sido submetidos a diversos regimes de preço.

O regime de preço reflete a relação de poder em um dado momento. Nas décadas de 1950 e 1960, os preços do petróleo eram “preços publicados” (posted prices), como de resto tinham sido desde a origem da indústria, em 1870, quando a Standard Oil (que introduziu o derivado padronizado e refinava todo o petróleo dos Estados Unidos) publicava, a cada dia, os preços que pagaria aos produtores pelo petróleo. Na mesma época, no sistema de concessão praticado nos países produtores, os preços publicados serviam para indicar o preço de venda do petróleo praticado pela empresa petrolífera. Mais tarde, com a introdução do regime fiscal, o preço publicado passou a servir como referência para calcular os royalties e o imposto sobre lucro.

Na década de 1970, com a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), até meados da década de 1980, os preços internacionais do petróleo seguiram diferentes regimes, seja como (1) preços administrados pela OPEP, (2) preços estabelecidos em contrato (preços estratégicos para as empresas petrolíferas e que não eram publicados) ou (3) preços determinados nos mercados spot (mercados de curto prazo).

Em 1985, havia duas formas principais: (1) o preço de mercado e (2) o preço OPEP. O preço administrado da OPEP correspondia a um equilíbrio de poder em favor da OPEP, que não teve a flexibilidade interna necessária para evitar o colapso dos preços de 1986. Em seguida, enquanto se reduzia a demanda mundial de petróleo, a OPEP

passou a enfrentar forte concorrência de novas áreas de produção e exportação de petróleo (especialmente do Mar do Norte), determinando a passagem a um regime de preços mais próximo das condições do mercado. O call on OPEC (volume de produção a ser produzido pela OPEC, determinado pela diferença entre a demanda mundial e a oferta de petróleo fora da OPEC) passou de 30 para 16 milhões de barris/dia. Esta enorme perda na oferta mundial de petróleo representou uma perda de receita e de poder da OPEC.

Ainda em 1985, a Arábia Saudita, na época o maior produtor e detentor da maior capacidade ociosa de petróleo do mundo, abandonou o sistema de preços publicados e introduziu a precificação netback, pela qual o preço do petróleo é determinado a partir da valorização (preço) dos derivados nos mercados consumidores, acrescido da margem da refinaria e dos custos de transporte e de produção. Esse sistema durou apenas dois anos, depois de conduzir ao colapso nos preços do petróleo, em parte por conta da quebra de disciplina pelos países membros em relação às cotas e, em parte, porque a precificação netback tendia a garantir a margem das refinarias, estimuladas a funcionar a plena capacidade, inundando o mercado com produtos e, nesse processo, reduzindo o valor que caberia ao produtor de petróleo.

A partir de 1988, teve início a precificação de referência, o regime que prevalece atualmente, tendo por base petróleos de referência (marker crudes), i.e., petróleos que apresentam características, qualidades, localização e rendimento no refino valorizados no mercado. No período 1974-1985, o petróleo de referência era o Arabian Light 34° API e seu preço era fixado pela OPEC. A partir do final da década de 1980, a diversificação da oferta introduziu outros petróleos de referência, em função de sua localização em áreas relevantes de produção, como West Texas Intermediate-WTI, Brent, Alaska North Slope (ANS), Dubai e Oman, que surgiram nos mercados spot e de futuros, sendo, por isso, considerados ‘preços de mercado’.

Nesse regime, os mercados do petróleo Brent (no Reino Unido) e West Texas Intermediate (nos Estados Unidos) prevaleceram como referência para todos os outros petróleos brutos. O petróleo Brent, produzido no Mar do Norte, é leve (38° API) e de baixo teor de enxofre (0,37%). O petróleo West Texas Intermediate (WTI), região onde se produz a maior parte do petróleo dos Estados Unidos, tem características semelhantes (40° API e 0,4% de enxofre). O mercado do Brent é referência direta ou indireta para cerca de 70% do comércio internacional de petróleo. Mesmo o petróleo produzido no Oriente Médio utiliza o Brent como preço de referência para exportações destinadas à Bacia do Atlântico. O petróleo Dubai-Oman (31-37° API e 2% de teor de enxofre) é mais pesado e azedo, sendo referência para a maior parte das exportações de petróleo do Oriente Médio para a Ásia e Bacia do Pacífico.

A base do novo sistema foi dada pela **fórmula de preço**, que permite integrar o diferencial (i.e., as características, diferenças de qualidade e de rendimento no refino) dos diversos petróleos existentes. O preço de um petróleo qualquer (**Pp**) tem como componente central o preço do petróleo de referência (**Pr**) – seja WTI ou Brent ou Dubai-Oman – acrescido ou diminuído de um fator de ajuste ou diferencial (**D**), periodicamente revisto pelo país produtor em função das condições de mercado:

$$P_p = P_r \pm D$$

O país produtor estabelece livremente o diferencial, levando em conta os diferenciais aplicados por seus concorrentes mais próximos, que oferecem petróleo com características, qualidade e rendimento de refino comparáveis, além de estarem situados a distância equivalente dos potenciais compradores. Exemplo disso é dado pela intensa concorrência entre os petróleos Arabian Light (33° API) e Iranian Light (33,4° API) com destino ao mercado asiático.

Desse modo, os outros tipos de petróleo são precificados por sua qualidade em relação ao petróleo (Brent, WTI ou Dubai) que lhes servem de referência, dispondo de um prêmio (caso sua densidade e teor de enxofre sejam inferiores) ou de um desconto (caso sua densidade e teor de enxofre sejam superiores). Mas a maior intervenção é dada pelas variações que ocorrem no preço de referência ao qual o petróleo é indexado.

A atual determinação dos preços de referência do petróleo envolve interações complexas entre o mercado e a OPEC, que tendem a promover uma relativa estabilidade no mercado. No entanto, a partir de 2004, um inesperado aumento da demanda, não acompanhado por crescimento proporcional da oferta, deu início a uma escalada dos preços do petróleo até julho de 2008. Essa situação resultou de decisões conservadoras em exploração e produção por parte das empresas petrolíferas, tanto na década de 1990, quanto no início da de 2000, que investiram pouco por entender que o preço do petróleo ao longo daquele período (US\$18/barril, em média) era muito elevado e não seria sustentável. Ao lado disso, o crescimento sustentado da demanda (especialmente da China e Índia) gerou a expectativa de preços futuros mais elevados para o petróleo, atraindo investidores financeiros, mais orientados a um ativo rentável (a commodity petróleo) do que aos fundamentos do mercado do petróleo.

Com isso, em 2007 e mais ainda em 2008, o mercado foi sacudido por fortes oscilações sem que houvesse crescimento da demanda ou restrição de oferta que justificasse a duplicação dos preços entre o início do ano e julho de 2008, e o colapso em 2009. Essas oscilações foram parte da turbulência que atingiu os mercados financeiros, dos quais o mercado futuro de petróleo é uma parte. O preço do petróleo foi, portanto, exposto aos desequilíbrios dos mercados financeiros e deixou de enviar um sinal importante aos tomadores de decisão das empresas de petróleo que, normalmente, com essa informação realizariam investimentos de longo prazo em exploração e produção. Ao longo de 2008, os sinais foram afetados pelos mercados financeiros, gerando uma oscilação dramática dos preços, causada por expectativas não relacionadas aos fundamentos da indústria.

Os fundamentos não funcionaram porque as variações de preço não afetaram a demanda (subsidiada em muitos países consumidores) e o crescimento econômico, dando uma sinalização errada da demanda em relação à oferta. Os mercados futuros se moviam para contango<sup>1</sup>, enquanto o preço spot aumentava para US\$120/barril em 2008. Os preços subiam mais de 50% enquanto as estimativas de demanda eram de redução de cerca de 1 milhão de barris/dia no período janeiro-julho de 2008.

Essa situação afetou a questão da convergência dos preços para um valor de longo prazo que fosse credível para as decisões de investimento. Esse valor deveria considerar o custo de desenvolvimento das alternativas ao petróleo produzido atualmente, tanto na exploração e produção de novas áreas, quanto na implantação de petróleo não-convencional e de fontes energéticas alternativas que atendam aos mesmos usos finais satisfeitos pelo petróleo convencional.

<sup>1</sup> Termo usado no mercado de futuros, indicando que os preços futuros excedem o preço spot esperado, o que ocorre quando há prêmio para venda futura e percepção de excedente de oferta de petróleo em relação à demanda. Na situação inversa, denominada backwardation, o preço spot esperado é superior aos preços futuros, indicando um prêmio para venda imediata e percepção de escassez na oferta de petróleo em relação à demanda.

## OS DIRECIONADORES DOS PREÇOS DO PETRÓLEO

O preço do petróleo tem sido determinado pelos fundamentos da oferta e demanda, considerando as condições atuais e as expectativas sobre as condições futuras do mercado de petróleo. No entanto, um conjunto de fatores pode interferir tanto na oferta (afetando o fornecimento de petróleo), quanto na demanda (ampliando o volume das necessidades a serem satisfeitas com o petróleo) e funcionar como direcionador da formação dos preços. Por exemplo, recentemente, a inserção de investimentos financeiros no mercado futuro do petróleo e a concentração da produção em empresas estatais de petróleo funcionaram como direcionadores dos preços, interagindo com os fundamentos tradicionais.

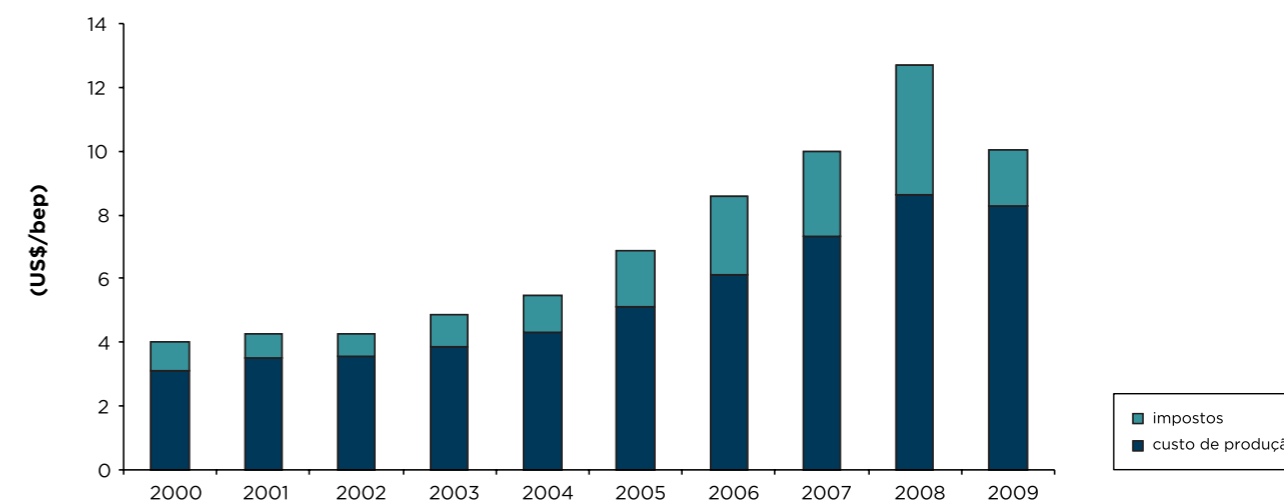
Entre os fatores que funcionam como direcionadores de preços do petróleo, cabe assinalar: (1) decisões de produção da OPEP, (2) níveis de estoque de petróleo e derivados nos grandes mercados consumidores, (3) crescimento mais rápido da demanda em relação à oferta, (4) eventos de dimensão geopolítica, (5) eventos climáticos severos em áreas críticas, (6) custo marginal de produção, (7) progresso tecnológico que permite ampliar a taxa de recuperação, reduz custos de produção e contribui para reduzir os preços, (8) gargalos em refinarias, que necessitam de nova configuração por conta das características e rendimento do petróleo oferecido no mercado e de novas regulamentações ambientais.

A evolução recente das características da oferta e demanda de petróleo introduziu novos direcionadores de preço, como (9) a demanda de petróleo da Ásia (especialmente da China e Índia), (10) maior controle da oferta e das reservas de petróleo por empresas estatais (com impacto sobre as expectativas de dependência crescente em relação à OPEP), (11) subsídios globais ao petróleo (US\$285 bilhões (2008), US\$122 bilhões (2009) e US\$193 bilhões (2010), comprometendo a sinalização entre demanda e oferta) e (12) regulamentação mais rigorosa e prêmios de seguro mais caros para exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, aumentando o custo em 10 a 15% e um total de US\$45-50/barril.

Custos marginais de produção de petróleo são os custos da produção adicional (e.g., da oferta gerada nas novas áreas de produção), que se agregam à oferta global de petróleo. Esses custos funcionam como referência para estabelecer a competitividade das alternativas ao petróleo convencional e a renda a ser auferida pelos produtores que produzem a custos inferiores. Quando são crescentes, os custos marginais de produção estimulam um aumento nos preços do petróleo e viabilizam alternativas que possam ser produzidas a custos inferiores. Por outro lado, custos marginais decrescentes provocam uma redução nos preços e tornam inviáveis as alternativas produzidas a custos superiores.

Os custos marginais de produção têm aumentado de modo consistente em razão do custo dos insumos (sondas, serviços, trabalho) e do fortalecimento dos mecanismos regulatórios na produção em águas profundas ultraprofundas. Considerando as informações das principais empresas petrolíferas com sede nos Estados Unidos, o custo de produção médio mundial cresceu até 50% entre 2003 (US\$4.87/bep<sup>2</sup>) e 2007 (US\$9.98/bep), atingindo US\$12.59/bep em 2008.

Gráfico 1: Custos de produção das principais empresas petrolíferas sediadas nos Estados Unidos (2000-2009)



fonte: Energy Information Administration.

O custo marginal de produção do petróleo tende a aumentar no futuro enquanto se procuram recursos mais caros, mais distantes e que necessitam da aplicação de novas tecnologias, incluindo recursos não-convencionais e a recuperação melhorada de petróleo.

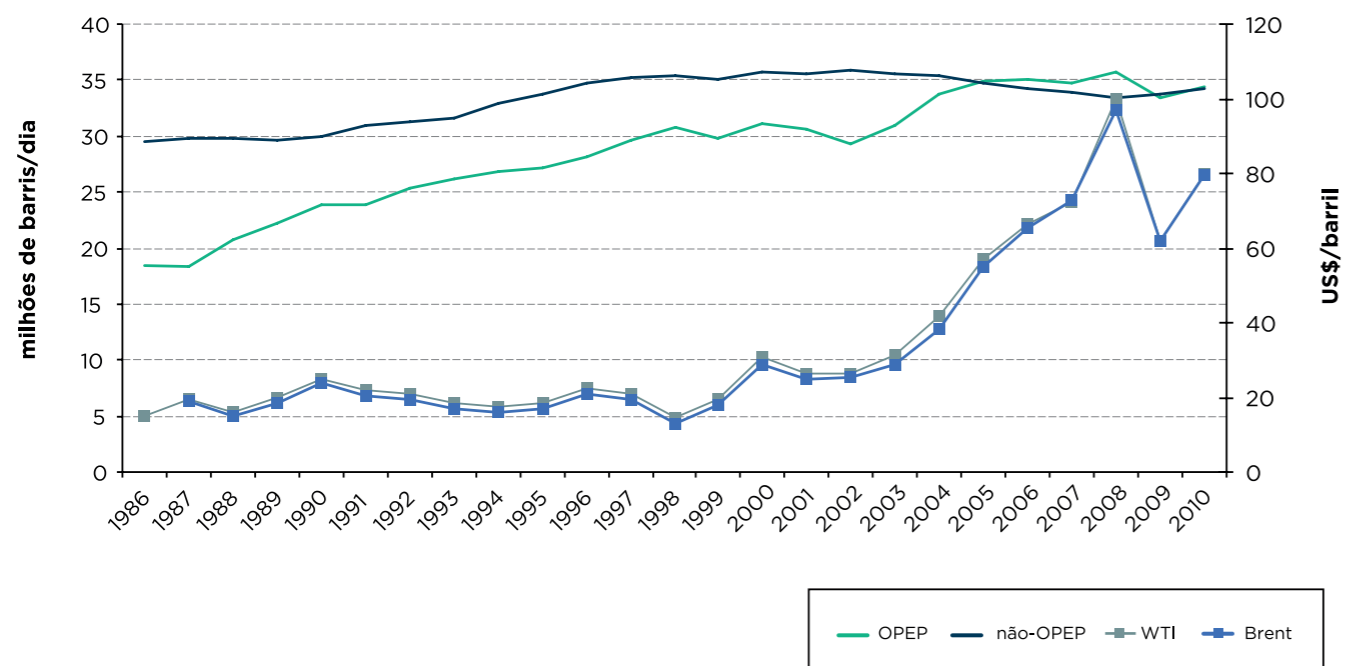
No mercado de entrega do petróleo, cabe distinguir o preço spot (determinado no mercado à vista ou de curto prazo) e o preço futuro (determinado no mercado futuro de petróleo). O preço spot é o preço de 1 barril de petróleo para entrega em 2 a 3 semanas, enquanto o preço futuro é preço estabelecido em um contrato para entrega de 1 barril de petróleo em um tempo determinado no futuro. Cabe assinalar que a maior parte dos contratos futuros não se refere à entrega física do petróleo, mas é utilizada para proteção e gestão de risco diante da volatilidade dos preços.

A grande oscilação dos preços do petróleo entre julho de 2007 e julho de 2008 evidenciou a relação entre os preços spot (mercado de curto prazo) e os preços a termo (mercado futuro de petróleo). Os dois preços indicam a condição de compra e de venda, com base nos fundamentos econômicos e no conhecimento, informação das condições atuais e das expectativas de sua evolução no futuro. No entanto, naquele período, os preços spot cresceram enquanto a oferta excedia amplamente a demanda e depois caíram abruptamente sem que o equilíbrio entre oferta e demanda tenha sido afetado. No mesmo período, os preços futuros cresceram acima do custo marginal estimado de recursos não-convencionais (como óleo de xisto e areias petrolíferas), estimados naquele ano entre US\$50 e US\$90/barril. Esse limite não foi reconhecido ao longo da elevação dos preços, indicando que não resultaram da ação de investidores tradicionais, que teriam, de fato, liquidado posições que excedessem esses limites.

<sup>2</sup>

bep: barril equivalente de petróleo é uma unidade utilizada pelas empresas petrolíferas para contabilizar conjuntamente, neste caso, o custo de produção de petróleo e de gás natural.

Gráfico 2: Preços spot, Produção da OPEP e fora da OPEP (2000-2010)

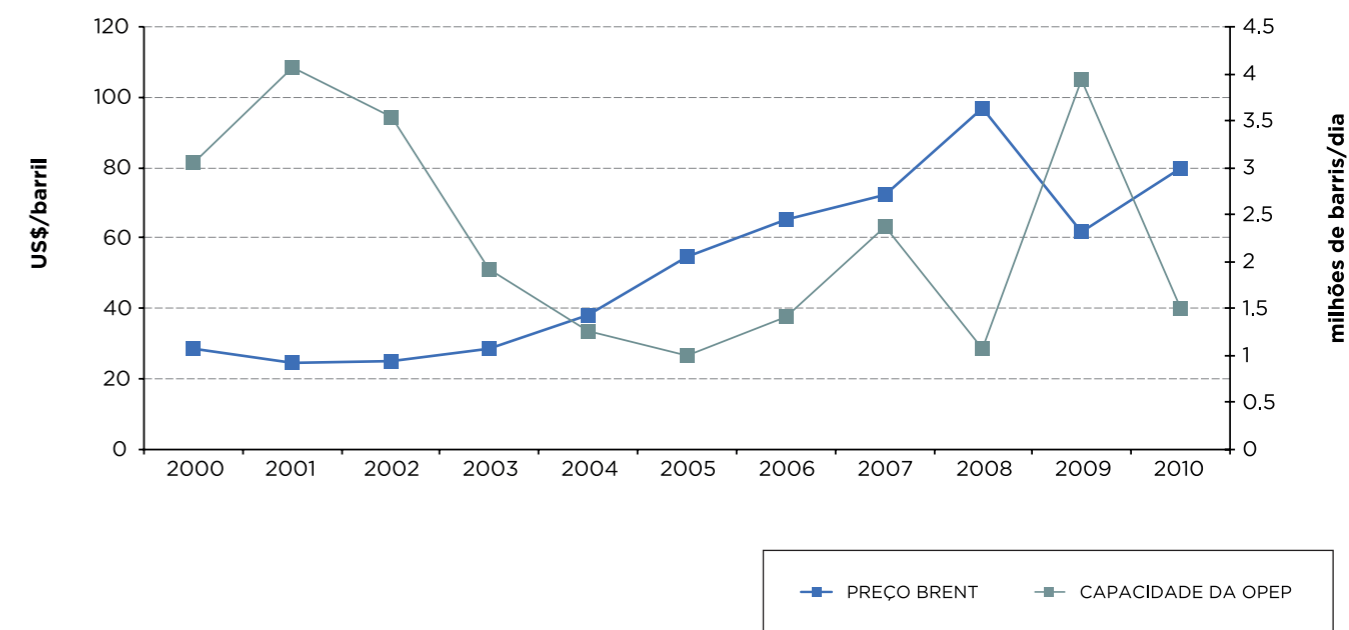


fontes: BP Statistical Review of World Energy 2011; Energy Information Administration.

Tanto o preço spot leva em conta as expectativas de evolução futura da oferta e da demanda, quanto o preço futuro é sensível às condições atuais de oferta e demanda de petróleo. O preço futuro incide sobre o preço spot por meio da expectativa de sua valorização e conseqüente incentivo à conservação ou armazenagem do petróleo. Para que a conservação tenha sentido econômico, o preço futuro deve ser superior à soma de (1) preço spot, (2) custo de estocagem e (3) custo de oportunidade para conservar o petróleo em estoque para venda ou consumo futuros. O inverso ocorre quando há expectativa de desvalorização pela redução dos preços no futuro, o que tem efeito sobre o preço spot, provocando sua redução e incentivando o consumo atual.

Em condições normais, a volatilidade pode afetar o preço spot (em resposta a condições de mercado apertadas), enquanto o preço futuro permanece relativamente constante refletindo a situação de mais longo prazo e a maior elasticidade de demanda e oferta no médio prazo. De modo surpreendente, desde o final de 2007, o movimento do preço spot e do preço futuro tornaram-se crescentemente correlacionados. Com a inelasticidade da demanda e oferta no curto prazo, pequenas oscilações nos inventários podem ter um grande efeito no preço.

Gráfico 3: Capacidade ociosa da OPEP e preço Brent (2000-2010)



fontes: International Energy Agency; Energy Information Administration.

Esse mecanismo se manifesta por meio da variação nos estoques, que se ampliam quando há expectativa de valorização e se reduzem quando se espera que os preços diminuam. Quando o mercado está apertado (i.e., sensível a pequenas variações de oferta ou demanda), a capacidade de estocagem dos vendedores pode determinar uma elevação no preço spot pela vantagem (assimetria) para negociar o preço spot com base nas expectativas de elevação dos preços. O vendedor pode exercer a opção de conservar (estocar) o petróleo para negociar um preço spot mais elevado.

Nas atuais condições econômicas globais e considerando os fundamentos da economia do petróleo, as condições para uma inesperada elevação de preços serão dadas por (1) pouca folga entre oferta e demanda de petróleo, (2) uma resposta mais lenta da oferta a preços elevados de petróleo e (3) uma resposta incompatível da demanda a uma elevação mais pronunciada dos preços do petróleo. Essa elevação dos preços implicaria em aumento nos fluxos financeiros ao mercado de petróleo futuro, ampliaria a atratividade da armazenagem sobre o consumo atual e, na falta de alternativa de curto prazo para substituição ao petróleo ou derivados (i.e., inelasticidade da demanda e oferta no curto prazo), resultaria em elevação dos preços spot e expectativas de preços muito elevados no futuro.

Uma das funções do mercado a termo de petróleo é a chamada “descoberta do preço”, indicando a tendência do preço do petróleo por meio das cotações para entrega do petróleo em datas futuras. A eficiência da “descoberta do preço” depende de um fluxo livre de informação consistente, que garanta conhecimento das condições atuais de mercado (estoques e capacidade ociosa de produção) e precisão sobre expectativas das condições futuras (reservas de petróleo e planos de investimento). Em especial, a formação desse preço no mercado a termo deve resultar da participação de um grande número de compradores e vendedores no âmbito de um leilão aberto e contínuo de petróleo.

## A EVOLUÇÃO DA DEMANDA E AS ALTERNATIVAS AO PETRÓLEO

Um elemento fundamental no mercado de petróleo são as limitadas alternativas para a sua substituição no curto prazo, principalmente no setor de transportes. O crescimento da demanda por transporte e a falta de alternativa viável ao uso de derivados de petróleo na maior parte dos países explica a inelasticidade (i.e., insensibilidade) da demanda em relação ao aumento dos preços do petróleo. Além disso, em muitos países, com o preço dos derivados de petróleo sendo subsidiado, o sinal dos preços não é transmitido nem ao consumidor final, nem ao investidor que pretenda desenvolver alternativas energéticas às necessidades de transporte.

Em 2004, houve um crescimento da demanda superior ao esperado, demanda que se manteve relativamente robusta e inelástica diante de preços crescentes (em parte porque os preços dos combustíveis eram subsidiados em muitos países) que afetaram o crescimento econômico global, especialmente nos países desenvolvidos. Ao longo da década de 2000, os principais direcionadores da demanda petrolífera global foram economias emergentes – como China (7% ao ano) e Índia (4% ao ano) – cujo crescimento foi superior em mais do dobro ao das economias avançadas, combinando forte desempenho econômico com intensidade petrolífera mais elevada no PIB (i.e., maior consumo de petróleo por unidade de valor gerada no PIB). Cerca de 60% do crescimento da demanda de petróleo no período 1980-2006 foi proveniente da China, Índia e Oriente Médio em comparação aos 30% realizado pelos países da OCDE.

Ao mesmo tempo, não houve uma ampliação proporcional da oferta de petróleo. De fato, no curto prazo, a oferta de petróleo é inelástica e, neste caso, não respondeu às variações de preço porque (1) a capacidade de produção ociosa era baixa (apenas 1,4 milhão de barris/dia ou 1,8% da capacidade mundial, em média, no período 2004-2008), (2) os estoques eram relativamente pequenos e (3) a expansão da capacidade produtiva requer normalmente um tempo longo (5 a 10 anos). Mas o descompasso da oferta em relação à demanda teve como componente essencial o baixo investimento das empresas petrolíferas ao longo da década de 1990 e início da década de 2000, que consideraram muito elevado o preço do petróleo (US\$18/barril, em média) e optaram por uma orientação conservadora para os investimentos em exploração e produção.

A produção de petróleo não cresceu no período 2005-2007, ainda que fosse para compensar o declínio nas jazidas existentes. Nos Estados Unidos, em 2007, a produção era 40% inferior ao volume produzido em 1970 (11,3 milhões de barris/dia). Hove queda também na produção do Mar do Norte, no México (com o declínio na produção do campo de Cantarell, anteriormente o segundo maior campo produtor do mundo) e na Indonésia, que deixou de ser membro da OPEP em 2008.

A Arábia Saudita coordena sua produção para atenuar os efeitos dos cortes e rupturas de oferta. Embora seja um swing producer (possuindo capacidade ociosa que pode ser rapidamente integrada à sua oferta), em 2007 a produção da Arábia Saudita declinou seja (1) por conta da exaustão gradual do campo de Ghawar (o maior do mundo, com reservas de 70 bilhões de barris e capacidade de produção de 5 milhões de barris/dia), seja (2) por uma decisão política deliberada em resposta à percepção do declínio na elasticidade-preço da demanda ou (3) por considerações de longo prazo. Isso tornou-se um fato crucial para o mercado internacional de petróleo, que deixou de contar com a capacidade ociosa da Arábia Saudita para ajustar a produção global e suavizar mudanças de preço, ampliando o efeito sobre o preço de qualquer perturbação na oferta ou demanda.





Entre 2004 e 2008, as pressões de demanda foram decisivas para o aumento nos preços. Uma possível aproximação dessa dinâmica pode ser dada pela elasticidade-preço da demanda, que corresponde à variação percentual da demanda diante de uma variação percentual dos preços. Maior no curto prazo (quando as possibilidades de substituição são restritas), a elasticidade-preço da demanda é menor no longo prazo (quando alternativas podem ter sido implantadas).

Diante da oscilação de 100% do preço do petróleo entre julho de 2007 e julho de 2008 (de US\$72/barril para US\$145/barril no mercado WTI), o comportamento da demanda deveria ter tido dimensão relevante, da mesma forma que se manifestou com o colapso dos preços do segundo semestre de 2008. Na prática, porém, foi a compra de petróleo por investidores financeiros que acabou por introduzir a dinâmica observada ao longo de 2008 nos preços futuros (e com ela dos preços spot) dissociada da demanda e oferta de volumes físicos de petróleo.

Uma outra variável relacionada a esta questão é o volume dos estoques. Quando o preço excede o necessário para equilibrar oferta e demanda, os estoques são normalmente ampliados. Caso contrário, sendo os preços inferiores ao necessário a este equilíbrio, os estoques são utilizados. Isso significa que estoques muito inferiores ao normal devem corresponder a uma elasticidade-preço da demanda pequena e insensível ao preço. Portanto, são necessários aumentos de preço para reduzir a quantidade demandada a um nível de equilíbrio em relação à quantidade ofertada.

## IMPACTO DA VARIAÇÃO DOS PREÇOS SOBRE A ECONOMIA

A grande variação dos preços do petróleo ao longo do período 2004-2008 deveria ter um enorme impacto sobre a economia. Apesar das consequências adversas, o impacto foi menor do que se esperava porque a elevação dos preços foi compensada pela exportação de bens e serviços (por países importadores de petróleo) e pela reciclagem de petrodolares (por países exportadores de petróleo, a exemplo do que ocorreu na década de 1970). Um dos elementos centrais que diferenciam a crise recente das anteriores é o fato de que, no passado, os grandes aumentos de preço do petróleo resultaram de uma ruptura no fornecimento de petróleo. Desta vez, o aumento de preços foi consequência de uma forte elevação na demanda de petróleo, no quadro de um processo de crescimento econômico.

A redução da intensidade petrolífera na atividade produtiva também explica a atenuação da elevação dos preços sobre a economia. Alguns estudos<sup>3</sup> indicam que o efeito da elevação dos preços foi menos acentuado nos últimos anos do que na década de 1970. Recentemente, tem-se verificado uma correlação positiva entre a elevação dos preços do petróleo e o bom desempenho da economia global, evidenciando a importância de desvincular os efeitos positivos da elevação dos preços do petróleo, resultantes do crescimento da demanda, dos efeitos adversos, resultantes de elevações abruptas de preço em razão de reduções na oferta (como ocorreu na década de 1970).

No caso da economia brasileira, o impacto foi amortecido por três fatores: (1) redução na intensidade energética do petróleo sobre a atividade produtiva, (2) exportações de petróleo pesado compensando parcialmente as importações de petróleo médio e leve e (3) defasagem no aumento do preço dos derivados de petróleo.

## AS EXPECTATIVAS EM RELAÇÃO À OFERTA DE PETRÓLEO

As expectativas em relação à evolução da oferta de petróleo também têm importância fundamental na determinação dos seus preços. Elas são dimensionadas a partir de diversos fatores. No plano físico, levando em consideração a disponibilidade dos recursos, tais como o ritmo de declínio dos campos existentes, a ampliação do fator de recuperação das jazidas e a descoberta e desenvolvimento de novas áreas. No plano tecnológico, com a introdução de novos equipamentos de exploração e produção de petróleo, e a conversão de recursos não-convencionais em combustíveis líquidos. No plano econômico, com a tributação e as regulamentações ambientais sobre os derivados de petróleo, bem como a introdução de alternativas ao uso dos derivados de petróleo nos transportes. No plano político, com a possibilidade de conflitos diversos envolvendo áreas com grande concentração de exportações, como o Oriente Médio.

No curto prazo, assim como a demanda, também a oferta de petróleo tem uma condição limitada de resposta (ou inelasticidade), causando volatilidade nos preços. Essa tendência tende a ser ampliada quando ocorre uma mudança imprevista nas condições de mercado ou tensão em áreas com grande concentração de oferta ao mercado internacional. A inelasticidade do mercado amplifica o efeito de uma redução na oferta, causando um aumento nos preços em razão da conjugação (1) da falta de alternativas ao petróleo, (2) da falta de capacidade ociosa no mercado, o que inclui a falta de investimento para expansão da capacidade existente (e.g., por parte dos países da OPEP) e (3) da ruptura de fornecimento por razões políticas internas (como ocorre periodicamente na Nigéria) ou internacionais (como tende a ocorrer no Oriente Médio).

A orientação de novos investimentos em exploração e produção deve superar incertezas de curto prazo, inclusive em relação aos preços futuros do petróleo. Será necessário um tempo relativamente longo para viabilizar a nova capacidade de produção (5 a 10 anos entre o momento da decisão do investimento e o início da produção). Os investimentos são pesados e serão postergados caso haja incerteza sobre o crescimento da demanda e a competitividade dos eventuais substitutos. O menor volume de reservas em poder das empresas internacionais também explica o baixo investimento em exploração e produção. Ao mesmo tempo, o declínio na capacidade produtiva dos campos existentes e a redução na capacidade ociosa dos países da OPEP tornam a oferta mais lenta do que o crescimento da demanda.

A importância da OPEP como direcionador dos preços deve continuar sendo determinante, tanto por sua capacidade de produção (42% do total em 2010, 44% em 2020 e 51% em 2035, segundo projeção da Agência Internacional de Energia), quanto pelo volume de suas reservas (85% do total em 2010). Os grandes fluxos de petróleo gerados no Oriente Médio, por suas características, localização e qualidade, condicionam os sistemas energéticos dos grandes mercados consumidores. Fatores político-institucionais nos países produtores do Oriente Médio têm efeito sobre a oferta de petróleo e impacto direto sobre os preços. A queda na oferta observada em 1978 (Revolução no Irã), a Guerra Irã-Iraque (1980) e a Invasão do Kuwait (1990) resultaram em queda de 7 a 9% da oferta mundial de petróleo, atenuada com o aumento de oferta de outros países produtores. As quedas na oferta resultaram em aumento nos preços do petróleo de 25% (1980) e 70% (1990) determinados pela incerteza e risco de ruptura da oferta futura de petróleo. Os aumentos poderiam ser ainda maiores se não tivesse havido recurso ao estoque dos países grandes consumidores.

<sup>3</sup> Kenneth Rogoff, Oil and the Global Economy, Harvard University, 2006; Tobias N. Rasmussen e Agustín Roitman, Oil Shocks in a Global Perspective: Are they Really that Bad?, International Monetary Fund, 2011.

## ORÇAMENTO DOS PAÍSES PRODUTORES E NÍVEL DE PREÇOS DE EQUILÍBRIO

Países da OPEP com elevado orçamento e fortes demandas sociais (como o Irã, a Venezuela e, com a Primavera Árabe, a Arábia Saudita e alguns emirados do Golfo) exercem maior pressão sobre os demais membros para o aumento de preços, sendo também os países que, contraditoriamente, não se atêm às suas quotas e vendem, extra-oficialmente, um volume maior de petróleo, o que acaba pressionando os preços para baixo.

A estimativa do preço do petróleo que permita equilibrar o orçamento dos países produtores (estejam ou não na OPEP) fornece uma determinação de ordem política para a evolução possível dos preços. Para a Arábia Saudita, segundo maior produtor mundial de petróleo, em 2012, o preço de US\$74/barril (para uma produção prevista de 8,8 milhões de barris/dia) permite equilibrar seu orçamento, que depende em 80% da receita do petróleo. Considerando seu peso na oferta mundial de petróleo, o volume de sua capacidade ociosa e sua importância na OPEP, esse pode ser considerado um piso ao preço do petróleo que atende a todos os participantes e viabiliza as alternativas de ampliação da oferta. Desde os recursos não convencionais, como as areias petrolíferas (que se viabilizam ao preço equivalente do petróleo a US\$35-40/barril) e o óleo de xisto (viável ao preço de US\$45/barril) ao petróleo em águas ultraprofundas do Brasil e da Costa da Guiné (ao preço de US\$50-60/barril).

Essa avaliação é reforçada pela estimativa, realizada pelo Carnegie Investment Bank, do preço de petróleo que permite equilibrar o orçamento de outros países produtores, que juntamente com a Arábia Saudita correspondem a 35% da oferta mundial de petróleo em 2010. A Rússia, primeiro produtor mundial de petróleo, consegue equilibrar seu orçamento com o petróleo ao preço do barril de US\$110, enquanto para o Iraque o valor é de US\$100, para a Argélia US\$98 e para o Irã US\$88.

## AUMENTO DOS PREÇOS E EXPANSÃO DE CAPACIDADE

Em condições normais, o aumento dos preços estimula novos investimentos em exploração e produção. Mas o mais relevante é a previsão de evolução dos preços no longo prazo e de rentabilidade dos investimentos realizados. Isso torna crucial a expectativa gerada pelas condições do regime regulatório e de controle das reservas. Nos dois casos, a tendência recente tem sido a implantação de regimes regulatórios e de concessão restritivos e discricionários, e a ampliação da propriedade das reservas de petróleo por parte dos países produtores. Isso promove um padrão de investimento de empresas estatais diverso do padrão aplicado por empresas internacionais.

As barreiras convencionais aos investimentos em expansão da capacidade produtiva também contribuem para um ritmo mais lento de evolução. Isso vale tanto para as barreiras situadas 'abaixo do solo' (como as condições geológicas e tecnológicas), quanto para aquelas localizadas 'acima do solo' (como regulações restritivas e regimes de concessão discricionários).

Estima-se que, em ambiente de grande volatilidade e incerteza, os investimentos em exploração e produção tendem a ser inferiores ao que seriam sob preços elevados, mas sem volatilidade. Um outro fator desestimulante para os investimentos em E&P das empresas internacionais é o nível da capacidade ociosa da OPEP, por indicar um excedente de oferta no mercado. Até a Primavera Árabe (2010-2011), as empresas estatais dos países produtores do Golfo Pérsico tinham planos ambiciosos de investimento, que incluíam, entre outros, US\$100 bilhões pela empresa Saudi Aramco. Outras empresas estatais com investimento consistente com a evolução dos preços são Petrobras, PetroChina e Sonatrach (da Argélia). Ainda assim, a previsão de redução da atividade econômica nos grandes mercados consumidores em 2011-2012 restringiu a expansão e provocou o adiamento de investimentos previstos.

## CONCLUSÃO

Há uma tendência à elevação dos preços no médio prazo, em razão de (1) elevação dos custos em novas áreas de produção, (2) extração de petróleo não-convencional, (3) melhoria no fator de recuperação das jazidas e (4) promoção de alternativas para as utilizações intensivas em petróleo. Além desses fatores, há um descompasso entre a expansão da oferta e a velocidade de ampliação da demanda (que ainda deverá contar com subsídios em vários países) tornando inevitável um aumento dos preços até que as novas áreas de produção sejam integradas à oferta global.

A participação da OPEP na determinação do preço será relevante por conta de sua parcela de mercado e da orientação que vem seguindo de estabelecer cortes de produção e preservar uma capacidade ociosa que acaba aumentando o nível de incerteza e o risco de investimentos concorrentes fora da OPEP. Por exemplo, em dezembro de 2011, a Arábia Saudita suspendeu um programa de investimentos de US\$100 bilhões que visava aumentar sua capacidade produtiva de 12 para 15 milhões de barris/dia. Com isso pretende reduzir a velocidade de ampliação de sua capacidade de produção e, desse modo, fazer face à oferta adicional de combustíveis resultante da produção de petróleo compacto ou comprimido (light tight oil) nos Estados Unidos e das areias petrolíferas do Canadá. Ações dessa natureza terão impacto sobre o preço, mantendo-o acima de US\$100/barril, especialmente até 2015, enquanto não entram em operação as novas áreas de produção em desenvolvimento.

Fortalecendo esse processo, o desenvolvimento da capacidade de produção do Iraque deve ampliar substancialmente a parcela da OPEP no mercado internacional de petróleo. Contando com reservas provadas de 115 bilhões de barris e dispondo do petróleo mais barato do mundo, explorável em condições geológicas favoráveis e jazidas facilmente acessíveis, o Iraque tem programando investimentos estimados em US\$120 bilhões, que devem levar o país à condição de segundo produtor da OPEP (depois da Arábia Saudita) a partir de 2020, com 5 milhões de barris/dia, atingindo 7 milhões de barris/dia em 2030.

Embora grandes produtores (como a Rússia) não estejam na OPEP, todos têm interesse e se alinham tacitamente para consolidar a elevação dos preços. Mas há restrições e interesses contraditórios, mesmo entre os países membros da OPEP, que podem determinar fissuras em uma situação de redução da demanda e de queda dos preços.

Nos próximos anos, ao lado do crescimento da demanda e da entrada em operação de novas áreas de produção, estima-se que haverá um declínio nas jazidas existentes tanto na OPEP, quanto fora dela, tornando necessário, segundo estimativa da Agência Internacional de Energia, introduzir uma capacidade adicional de 17 milhões de barris/dia até 2020. A maior parte virá dos países da OPEP, mas uma parcela substancial (5-6 milhões de barris/dia) virá de quatro participantes externos à OPEP (Brasil, Canadá, Cazaquistão e Rússia). As orientações a serem seguidas por esses países em relação à expansão de sua oferta e ao controle de sua capacidade de produção terão efeito sobre os preços. Mantendo independência em relação à OPEP, o Brasil valorizará a sua oferta junto aos grandes mercados consumidores, com petróleo de qualidade priorizada no mercado, localizado em rota segura, ampliando o interesse de novos investimentos para exploração e produção.



