

**Exploração e produção de petróleo em
águas ultraprofundas:
nova fronteira para o pós-crise**

FGV Projetos

MAIS CONTEÚDO, MELHORES SOLUÇÕES.



FUNDAÇÃO
GETULIO VARGAS
FGV PROJETOS

Ficha Técnica

FGV PROJETOS

Diretoria

Diretor Executivo

Cesar Cunha Campos

Diretor Técnico

Ricardo Simonsen

Diretor de Controle

Antônio Carlos Kfourir Aidar

Vice-Diretor de Projetos

Francisco Eduardo Torres de Sá

Vice-Diretor de Estratégia e Mercado

Sidnei Gonzalez

Equipe de Produção

Coordenador do Projeto

Otávio Mielnik

Coordenadora de Comunicação e Marketing

Melina Bandeira

Analista de Comunicação e Marketing

Camilla Salmazi

Assistente de Produção

Karina Maia

Estagiária de Comunicação

Bianca Berardo Dubeux Nin

Revisora Linguística

Gabriela Costa

Projeto Gráfico

Maria João Pessoa Macedo

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 Correa Júnior, Marcílio Marques Moreira e Roberto Paulo Cezar de Andrade

Suplentes

Alfredo Américo de Souza Rangel, Antonio Monteiro de Castro Filho, Cristiano Buarque Franco Neto, Eduardo Baptista Vianna, Jacob Palis Júnior, José Ermírio de Moraes Neto, José Julio de Almeida Senna, Marcelo José Basílio de Souza Marinho e Nestor Jost.

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, Celso Batalha (Publicis Brasil Comunicação Ltda), Dante Letti (Souza Cruz S/A), Edmundo Penna Barbosa da Silva, Heitor Chagas de Oliveira, Hélio Ribeiro Duarte (HSBC Investment Bank Brasil S.A - Banco de Investimento), Jorge Gerdau Johannpeter (Gerdau S.A), Lázaro de Mello Brandão (Banco Bradesco S.A), Luiz Chor (Chozil Engenharia Ltda), Marcelo Serfaty, Marcio João de Andrade Fortes, Mauro Sérgio da Silva Cabral (IRB-Brasil Resseguros S.A), Raul Calfat (Votorantim Participações S.A), Romeo de Figueiredo Temporal (Estado da Bahia), Ronaldo Mendonça Vilela (Sindicato das Empresas de Seguros Privados, de Capitalização e de Resseguros no Estado do Rio de Janeiro e do Espírito Santo) e Sérgio Ribeiro da Costa Werlang.

Suplentes

Aldo Floris, Brascan Brasil Ltda, Gilberto Duarte Prado, Luiz Roberto Nascimento Silva, Ney Coe de Oliveira, 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), Pedro Aguiar de Freitas (Cia. Vale do Rio Doce), Pedro Henrique Mariani Bittencourt (Banco BBM S.A), Rui Barreto (Café Solúvel Brasília S.A) e Sérgio Lins Andrade (Andrade Gutierrez S.A).

Índice

Introdução.....	1
O petróleo no Brasil hoje: produção e exportações a caminho da nova fronteira.....	2
Crescimento da produção.....	5
Evolução da demanda e da oferta no mercado internacional.....	7
Novo balanço com entrada de novas refinarias.....	9
Crise de crédito e desenvolvimento do pré-sal.....	12
Concorrência entre futuras fontes de petróleo: águas ultraprofundas e petróleo não convencional.....	14



Introdução

RESUMO: Este texto trata da formação da nova oferta de petróleo e gás natural, que incluirá os recursos recém descobertos em jazidas localizadas em águas ultraprofundas, tanto no Brasil, quanto no Golfo do México, e o petróleo a ser extraído de areias asfálticas do Canadá. O texto considera também a situação atual da demanda e da oferta internacional de petróleo, as características do petróleo produzido no Brasil e a modernização de seu sistema de refino.

A queda dos preços do petróleo tem mantido em suspenso um conjunto de alternativas que seriam viáveis com o petróleo acima de US\$80 por barril. A incerteza sobre a trajetória e o ritmo a ser seguido na evolução dos preços do petróleo vem impondo uma perspectiva conservadora em relação aos investimentos em expansão da oferta das empresas produtoras de petróleo e gás natural. No entanto, os preços reduzidos do petróleo deverão, gradualmente, relançar a demanda, tornando necessária uma oferta adicional de recursos. De fato, o pós-crise deverá trazer, de modo acentuado, as restrições de oferta que já exerciam pressão sobre os preços entre dezembro de 2003 e julho de 2008, quando o petróleo atingiu US\$147 por barril. Nesse contexto, a estratégia das empresas produtoras de petróleo e gás natural deve orientar-se para a exploração de recursos, que tenham potencial de economias de escala e viabilizem custos unitários decrescentes em um horizonte de custos marginais crescentes.

Essas características, que deverão balizar a competitividade dos recursos energéticos, apresentam-se nas grandes jazidas que têm sido descobertas em águas ultraprofundas (camada pré-sal) e em certos projetos de recursos não-convencionais, como as areias asfálticas da Província de Alberta (Canadá).

No Brasil, a evolução da indústria petrolífera a médio e longo prazo tem por referência o desenvolvimento das grandes reservas descobertas na camada pré-sal. A exploração e desenvolvimento desses recursos terão consequências substanciais ao longo da cadeia de valor – como a ampliação da capacidade de refino, exportação de derivados de petróleo e a inserção do país como *player* no sistema energético global.



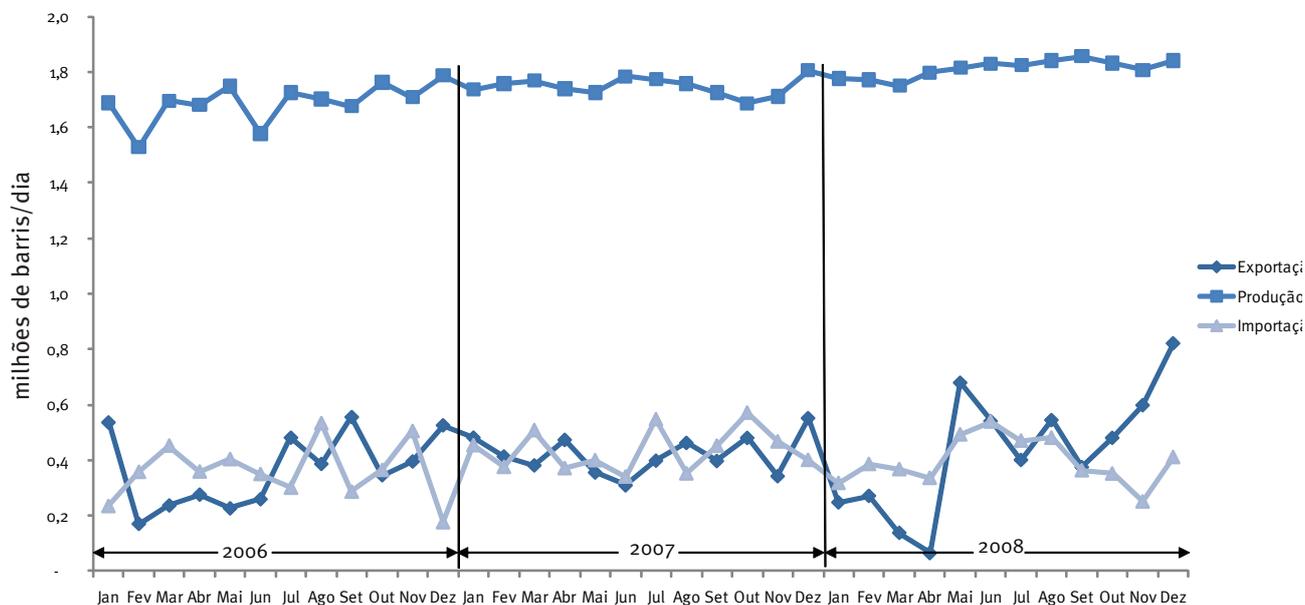
O petróleo no Brasil hoje: produção e exportações a caminho da nova fronteira

Em 2008, a ampliação das descobertas de novas jazidas na camada pré-sal no Brasil redefiniu a importância da oferta de petróleo e gás natural. Embora a exploração e desenvolvimento dessas jazidas devam ocorrer ao longo da década de 2010-2020, o novo potencial exerce efeito sobre a atividade petrolífera no país.

Mesmo sem considerar as descobertas do pré-sal, diante da rigidez no mercado de petróleo - que acentuou a elevação dos preços do petróleo - havia grande expectativa sobre a expansão da oferta de petróleo no Brasil. Esperava-se que fosse ampliada em 400.000 barris/dia e atingisse 2,15 milhões de barris/dia em 2008, a partir dos projetos em águas profundas nos campos de Roncador, Polvo, Golfinho, Piranema e Marlim Leste. No entanto, atrasos na entrada em operação das plataformas P-51 e P-52, além do declínio natural dos principais campos maduros comprometeram esse objetivo. Desse modo, entre janeiro e dezembro de 2008, a produção de petróleo foi de 663 milhões de barris, com crescimento de 4% (adição de 69.000 barris por dia) em relação a igual período de 2007.

As exportações de petróleo atingiram novo patamar em 2008, relacionado às características do petróleo produzido no Brasil, da estrutura de seu sistema de refino e da valorização de derivados leves no mercado internacional. Em dezembro de 2008, as exportações de petróleo foram de 25,5 milhões de barris, estabelecendo um novo patamar de 823.000 barris/dia, tendo como destino os Estados Unidos (63%), Europa (21%), América do Sul (5%), Ásia (5%) e Caribe (5%) [ver gráfico 1 – Brasil – Produção, Exportações e Importações de Petróleo]. O petróleo exportado foi do tipo pesado e médio, que constitui 85% da produção do Brasil, mas com menor valorização no mercado internacional, produzido em grande parte na Bacia de Campos e, principalmente, no Campo de Marlim (29% da produção de petróleo do país em 2007). Esse petróleo rende uma proporção menor de frações leves (gasolina, gás de petróleo liquefeito-GLP, diesel) e requer uma estrutura de refino diferenciada daquela que ainda prevalece no país.

Gráfico 1: Brasil - Produção, Exportações e Importações de Petróleo



FONTE: ANP

Há uma relação entre:

- (1) a estrutura da demanda por derivados de petróleo
- (2) as características técnicas do refino
- (3) o tipo de petróleo apropriado a esta estrutura de refino

Até recentemente, na maior parte dos países, a demanda de derivados leves pelo setor de transportes condicionou a estrutura de refino e o uso de petróleo leve, especialmente aquele produzido no Oriente Médio. Como as refinarias brasileiras foram projetadas para processar petróleo leve (superior a 32 graus de densidade API) – que atende as necessidades do mercado – importações de petróleo leve são necessárias para equilibrar a carga (a produção com as necessidades do mercado) nas refinarias junto com o petróleo pesado extraído na maior parte dos campos produtores de petróleo do país, cujo excesso é exportado. Caso extremo na América do Sul, a única refinaria do Paraguai (Villa Elisa, em operação desde 1986) foi projetada para processar exclusivamente petróleo da Argélia (Saharan Blend).

Em 2008, as reservas provadas de petróleo do Brasil eram de 12,6 bilhões de barris. Com as recentes descobertas (em 2007 e 2008) na camada pré-sal da Bacia de Santos – especialmente, os campos de Tupi, Azulão, Iara, Jubarte, Jupiter e Carioca – estima-se que as reservas atinjam o dobro do volume atual. No entanto, essa condição ainda depende de testes de longa duração que darão um dimensionamento mais preciso do volume das jazidas. A produção de petróleo na camada pré-sal teve início no campo de Jubarte (Bacia de Campos, no litoral sul do Espírito Santo) em setembro de 2008. Nessa área, a espessura da camada pré-sal é de 200 metros em comparação com os 2.000 metros de espessura na Bacia de Santos [ver tabela 1 – Campos de petróleo descobertos na camada pré-sal].

Descobertas de petróleo na camada pré-sal do Brasil

A camada pré-sal tem uma extensão de aproximadamente 800 km por 200 km abaixo das Bacias do Espírito Santo, Campos e Santos. No período de 2006 a 2008, a Petrobras investiu US\$1,7 bilhão e perfurou 15 poços na região, dos quais 8 foram testados, indicando petróleo leve e gás natural associado, mas ainda estão sendo avaliados antes de terem declarada a sua comercialidade. A Petrobras é operadora na maior parte das áreas com participações que variam entre 20% e 100%. As outras operadoras em áreas da camada pré-sal, nas quais houve descoberta de petróleo, são ExxonMobil, Anadarko, Repsol YPF e BG.

Na parte sul, a camada de sal é mais grossa (2.000 metros) do que ao norte (Bacia do Espírito Santo), onde a camada de sal tem 200 metros, tornando possível iniciar a produção em 2007 no campo de Jubarte.

Entre 2006 e 2008, uma sequência de descobertas de petróleo ampliou substancialmente o volume de reservas potenciais de petróleo e gás natural do Brasil, devendo ser confirmadas com maior precisão por meio de testes de longa duração que serão desenvolvidos ao longo dos próximos anos.

Tabela 1: Campos descobertos na camada pré-sal

Nome	Data	Bacia	Bloco	Operador	Participantes	Reservas Estimadas (barris)
Jubarte	Jan 2001	Campos	BC-60	Petrobras (100%)		não disponível
Parati	2006	Santos	BM-S-9	Petrobras (65%)	BG (25%), Partex 10%	não disponível
Tupi	Jul 2006	Santos	BM-S-11	Petrobras (65%)	BG (25%), Galp Energia (10%)	5 a 8 bilhões
Carioca	Set 2007	Santos	BM-S-9	Petrobras (45%)	BG (30%), Repsol YPF (25%)	2 a 6 bilhões
Caramba	Jan 2008	Santos	BM-S-21	Petrobras (80%)	Galp Energia (20%)	não disponível
Júpiter	Jan 2008	Santos	BM-S-24	Petrobras (80%)	Galp Energia (20%)	5 a 8 bilhões
Bem-te-vi	Mai 2008	Santos	BM-S-8	Petrobras (66%)	Shell (20%), Galp Energia (14%)	3 a 4 bilhões
Guará	Jun 2008	Santos	BM-S-9	Petrobras (45%)	BG (30%), Repsol YPF (25%)	3 a 4 bilhões
Iara	Ago 2008	Santos	BM-S-11	Petrobras (65%)	BG (25%), Galp Energia (10%)	3 a 4 bilhões
Wahoo	Set 2008	Campos	BM-C-30	Anadarko (30%)	Devon (25%), EnCana (25%), SK (20%)	não disponível
Baleia Azul	Nov 2008	Espírito Santo	BC-60	Petrobras (100%)		1,5 a 2 bilhões
Baleia Franca	Nov 2008	Espírito Santo	BC-60	Petrobras (100%)		
Panoramix	Jan 2009	Santos	BM-S-48	Repsol YPF (40%)	Petrobras (35%), Woodside (12,5%), Vale do Rio Doce (12,5%)	não disponível
Azulão	Jan 2009	Santos	BM-S-22	ExxonMobil (40%)	Amerada Hess (40%), Petrobras (20%)	5 a 10 bilhões
Corcovado	Abril 2009	Santos	BM-S-52	BG (40%)	Petrobras (60%)	não disponível
Iguaçu	Abril 2009	Santos	BM-S-9	Petrobras (45%)	BG (30%), Repsol YPF (25%)	não disponível

ELABORAÇÃO: FGV PROJETOS

Nota: ExxonMobil, Anadarko e Devon também fizeram descobertas relevantes de petróleo em águas ultraprofundas no Golfo do México.



Crescimento da produção

O desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural no Brasil está orientado à satisfação da demanda tanto no país, quanto no mercado internacional. Para isso, é fundamental a substituição da produção declinante de vários campos, que recuam, em média, 10% a cada ano. Nesse contexto, se insere a entrada em operação de cinco novos sistemas de produção em 2009 e o desenvolvimento de novas áreas de produção ao longo do período 2010-2015.

A Petrobras deverá ampliar substancialmente sua produção nos próximos 5 anos. Na Bacia de Campos, a partir de 2009, a plataforma P-51 vai desenvolver o Módulo 2 do campo de Marlim Sul (22^o API) e produzirá 180.000 barris/dia de petróleo e 6 milhões de m³/dia de gás natural em 2010, quando estiver operando em sua capacidade plena. Ainda em 2010, o Módulo 3 do campo de Marlim Sul será desenvolvido pela plataforma P-56, com produção prevista para 100.000 barris/dia e 6 milhões de m³/dia de gás natural. No campo de Marlim Leste com 700 milhões de reservas (20^o API), a plataforma P-53 vai produzir 180.000 barris/dia e 6 milhões de m³/dia de gás natural, a partir da segunda metade de 2009. No campo de Jabuti, a produção deverá atingir 100.000 barris/dia e 3,5 milhões de m³/dia com a entrada em operação da FPSO Cidade de Niterói, que pode ainda estocar 1,6 milhão de barris.

Na Bacia do Espírito Santo, a produção de gás deve atingir 20 milhões de m³/dia até 2010 – tornando-se o maior fornecedor de gás natural do país – especialmente no campo de Golfinho e com o desenvolvimento do campo de Camarupim (descoberto em agosto de 2006). O campo de Camarupim (no qual a Petrobras participa com 100%) tem reservas potenciais de 450 milhões de barris de petróleo equivalente. Vizinho ao campo de Camarupim está o Bloco BM-ES-5, no qual a Petrobras participa com 65% e a El Paso com 35%. Como há interligação entre as duas áreas, a Petrobras e a El Paso fecharam acordo de unitização, que estabelece o volume de reservas de petróleo para cada empresa.

Na Bacia de Santos, com a instalação da plataforma PMXL-1, o campo de Mexilhão, situado nas águas rasas do Bloco BS-400, deve começar a produzir 6,5 milhões de m³/dia em 2010 passando a 8 milhões de m³/dia em 2012. O campo de Uruguá-Tambaú terá produção inicial de 3,5 milhões de m³/dia em 2010, com potencial de crescimento até 7 milhões de m³/dia de gás e 30.000 barris/dia de óleo leve em 2012.

Na região Nordeste, o campo de Piranema, na costa de Sergipe, produz 10.000 barris/dia do petróleo mais leve (44^o API) existente em águas profundas do país, apropriado para a produção de lubrificantes.

Embora em escala menor, se comparadas à Petrobras, empresas internacionais também devem extrair petróleo no Brasil. Com o desenvolvimento do campo de Polvo, na Bacia de Campos, a Devon Energy tornou-se a primeira produtora sem parceria com a Petrobras. O volume de reservas é estimado em 50 milhões de barris de petróleo pesado, entre 18 e 22 graus API. A Devon (operadora) detém 60% da concessão e a SK Corporation of Korea 40%. A produção de Polvo deverá atingir um máximo de 50.000 barris/dia. Ainda na Bacia de Campos, a StatoilHydro deve iniciar, em 2010, as operações do campo de Peregrino, com reservas estimadas entre 500 e 700 milhões de barris de petróleo pesado e produção planejada de 100.000 barris/dia.

Outras empresas internacionais operam em parceria com a Petrobras, na Bacia de Campos, como a Shell, no campo de Bijupirá-Salema e a Repsol YPF, no campo de Albacora Leste. O campo de Bijupirá-Salema (Shell 80% e Petrobras 20%) tem reservas estimadas de 188 milhões de barris de petróleo (28 a 31 graus API) e produz 32.000 barris/dia. O campo de Albacora Leste (Petrobras 90% e Repsol YPF 10%) tem reservas provadas de 850 milhões de barris (18^o API) e produziu cerca de 160.000 barris/dia em 2007.

No campo de Frade (Chevron 51,74%, Petrobras 30% e Inpex Holdings 18,26%), na Bacia de Campos, com reservas de 273 milhões de barris, a produção deve atingir 85.000 barris/dia. No Parque das Conchas (Shell 50%, Petrobras 35% e o grupo indiano ONGC 15%), espera-se que a operação tenha início em 2009, com a instalação da plataforma flutuante de produção, estocagem e transferência FPSO Espírito Santo, que poderá produzir até 100.000 barris/dia de petróleo.

erage	476.75	-17.84
Average	4359.31	-131.18
000	14432.34	-397.48
500	3417.58	-94.49
arge-Cap Growth	2968.21	-69.70
arge-Cap Value	3460.77	-104.55

Evolução da demanda e da oferta no mercado internacional

Em dezembro de 2008, a demanda global de petróleo foi de 81,6 milhões de barris/dia, tendo caído 5,2 milhões de barris/dia em relação a dezembro de 2007. A Agência Internacional de Energia (AIE) considera que, em 2009, haverá redução de 2,5 milhões de barris/dia em comparação com 2008 na demanda internacional de petróleo, totalizando 83,3 milhões de barris/dia. A *Energy Information Administration* (EIA) do governo dos Estados Unidos estima a queda em 1,8 milhão de barris/dia.

Para que haja equilíbrio entre oferta e demanda dois fatores podem ser relevantes. Um deles é o chamado *call on OPEC*, que corresponde ao volume de petróleo bruto que a OPEP tem de produzir para equilibrar oferta e demanda sem que seja necessário recorrer aos estoques dos países consumidores. Outro fator relevante é o volume dos estoques comerciais nos países da OCDE, que atingiu 2,63 bilhões de barris no 3º trimestre de 2008, equivalente a 57 dias de fornecimento, superando em 5 dias seu volume habitual.

A reunião da OPEP de 24 de outubro de 2008 reduziu as quotas oficiais de produção em 1,5 milhão de barris/dia e definiu a nova meta de produção de 27,308 milhões de barris/dia, a partir de 1º de novembro, excluindo Indonésia e Iraque. Em 18 de dezembro de 2008, a OPEP decidiu o maior corte de oferta já realizado (2,2 milhões de barris/dia), visando estabelecer um piso para os preços do petróleo. Entre setembro e dezembro de 2008, a OPEP decidiu cortar a oferta em 4,2 milhões de barris/dia ou 12% de sua capacidade de produção. Mas há dúvidas quanto à efetividade dessas medidas sobre o preço do petróleo, mais sensível à evolução da atividade econômica do que ao controle da oferta pelos países produtores. A nova meta de produção é de 24,845 milhões de barris/dia desde 1º de janeiro de 2009.

Depois de um longo período dispondo de um pequeno excedente de 1 a 2 milhões de barris/dia – componente importante da elevação dos preços do petróleo no período 2003-2008 – a capacidade de produção da OPEP deverá aumentar em 4 milhões de barris/dia em 2009 e 4,7 milhões de barris/dia em 2010, por conta da redução da demanda e da expansão da produção em alguns países da OPEP. Com

isso, haverá ampliação da oferta de petróleo com a adição de estoques comerciais elevados nos países da OCDE e de capacidade excedentária de produção nos países da OPEP.

A OPEP enfrenta seu maior desafio desde o colapso dos preços de 1986, quando adotou uma política de restrição da oferta para controlar os preços do petróleo e a incerteza quanto ao volume do corte da Arábia Saudita, visto sempre como um *swing producer*, i.e., um produtor capaz de variar seu volume de fornecimento rapidamente.

Essa condição da Arábia Saudita vem sendo discutida em várias avaliações do mercado, algumas das quais indicam que campos deste país já estariam em declínio, o que explicaria a contenção na expansão da oferta de petróleo no mercado internacional e a elevação dos preços. Curiosamente, embora sua produção diária seja uma das maiores do mundo, a Arábia Saudita tem anunciado reservas de 260 bilhões de barris ao longo dos últimos 20 anos. O campo de Ghawar produz cerca de 5 milhões de barris/dia – mais da metade da produção saudita e cerca de 6% da produção mundial de petróleo. Investimentos de US\$15 bilhões na reserva de Khurais deveriam resultar em 1,2 milhão de barris/dia, mas não há pressão suficiente, tornando necessário injetar 2,4 milhões de barris/dia de água salgada filtrada, para melhorar seu rendimento, o que encarece ainda mais o seu custo porque está a uma distância de 200 km do litoral.

A Arábia Saudita tem se preocupado com a relação entre o preço do petróleo e a recuperação econômica, tendo defendido um preço de US\$75/barril. Ainda assim, este país ampliou sua produção entre março e junho de 2008, em função do aumento da demanda, tendo reduzido entre agosto e outubro (redução de 100.000 barris/dia em outubro) para 9,4 milhões de barris/dia, um volume ainda superior em 500.000 barris/dia ao de sua quota na OPEP de 8,943 milhões de barris/dia. Desde 10 de novembro de 2008, a quota da Arábia Saudita é de 8,477 milhões de barris/dia e a redução terá de ser de 900.000 barris/dia, mas tudo indica que a oferta será reduzida apenas aos consumidores que possam adaptar-se mais rapidamente a volumes reduzidos.

Nesse contexto, o aumento das exportações do Brasil é parte de uma redefinição das condições de acesso pelo mercado às fontes de petróleo, buscando fortalecer fontes seguras em termos econômicos e geopolíticos.



Novo balanço com entrada de novas refinarias

No processo de refino, duas condições determinam o rendimento de diferentes volumes de derivados de petróleo (gasolina, óleo diesel, óleo combustível, e outros):

- a configuração ou complexidade de uma refinaria
- o tipo de petróleo a ser refinado

As refinarias podem ser modernizadas para processar diferentes tipos de petróleo por meio da adição de equipamento especializado de refino e, com isso, reduzir a influência da natureza do petróleo nos rendimentos dos produtos. Unidades de conversão transformam frações pesadas em frações mais leves.

Por exemplo, as unidades de:

- hidrocraqueamento permitem ampliar a produção de combustíveis mais leves, como gasolina, diesel, e *jet fuel*
- craqueamento catalítico permitem aumentar a produção de gasolina
- hidrotratamento permitem produzir combustíveis com baixo teor de enxofre requeridos pela União Europeia e Estados Unidos
- coque ou de coqueamento aumentam a produção de diesel

O programa de reforma e modernização das refinarias da Petrobras tem por objetivo **(1)** utilizar maior volume de petróleo pesado na produção dos derivados que compõem a demanda; e **(2)** atender aos requisitos ambientais estabelecidos nos maiores mercados importadores de gasolina e diesel. Com isso, será possível maximizar a capacidade de processamento do petróleo extraído no Brasil - em sua maior parte de menor densidade API, portanto, mais pesado - ajustando a combinação entre petróleos pesados e petróleos leves, e integrando eventuais vantagens dos preços de mercado. Isso permite organizar a produção das refinarias à demanda pelos produtos e valorizar o petróleo pesado extraído no país.

As exportações de gasolina, que cresceram 30% em relação a 2007, devem aumentar com a adaptação das refinarias ao petróleo pesado e com a substituição crescente da gasolina pelo etanol, para consumo

pela frota de veículos leves no Brasil. Produzindo em excesso de suas necessidades, o Brasil também exporta óleo de combustível.

O Plano de Negócios da Petrobras para 2009-2013 inclui investimentos de US\$35 bilhões nas refinarias, principalmente em unidades de hidrotreatamento, para reduzir o teor de enxofre e adequá-las aos padrões internacionais e, em unidades de coqueamento, para transformar petróleo pesado em produtos mais leves e fornecer, nas regiões metropolitanas, um óleo diesel com um teor de enxofre máximo de apenas 50 ppm (partes por milhão), bem abaixo dos atuais 2.000 ppm.

Como exemplo do aproveitamento do petróleo pesado, a Refinaria Abreu e Lima, em Pernambuco, com capacidade de 200.000 barris/dia, foi projetada para processar petróleo de 16^º API e produzir 140.000 barris/dia de óleo diesel, além de GLP, nafta petroquímica, óleo combustível para navios e coque de petróleo.

Alguns fatores têm efeito sobre a gestão do sistema de refino, entre os quais destacam-se a demanda de derivados de petróleo, sua especificação e restrições ambientais sobre sua utilização. Desse modo, a demanda declinante por gasolina, o consumo crescente de etanol, no Brasil, e de óleo diesel, na Europa, devem levar as refinarias a investir em diferentes processos para produzir a combinação de produtos desejados pelo mercado. Quanto à especificação dos produtos, a introdução dos biocombustíveis tornou necessário misturá-los em proporções diversas, de acordo com a legislação local, com gasolina e diesel, o que pode implicar em modificações adicionais nas refinarias. No que se refere às restrições ambientais por combustíveis limpos, por exemplo, a partir do Clean Air Act de 1990, nos Estados Unidos - resultaram em investimentos adicionais no sistema de refino para produzir os novos combustíveis.

Tabela 2: Volume produzido dos 15 principais tipos de petróleo (Brasil 2008)

Campo	Bacia	Produção		% do total	Grau API	Teor de Enxofre
		barris	barris/dia			
Marlim	Campos	126.301.178	345.085	19	19,60	0,67
Roncador	Campos	93.224.778	254.713	14	27,00	0,53
Cabiunas Mistura	Campos	74.664.723	204.002	11	25,50	0,47
Barracuda	Campos	51.604.527	140.996	8	25,00	0,52
Marlim Leste	Campos	49.560.692	135.412	7	21,50	0,60
Albacora Leste	Campos	49.489.175	135.216	7	20,00	0,59
Albacora	Campos	32.878.380	89.832	5	28,30	0,44
Espadarte	Campos	27.169.037	74.232	4	22,10	0,45
Caratinga	Espírito Santo	26.730.708	73.035	4	22,40	0,60
RGN Mistura	Potiguar	21.941.144	59.948	3	30,60	0,29
Golfinho	Espírito Santo	18.912.600	51.674	3	33,10	0,12
Jubarte	Espírito Santo	16.853.514	46.048	3	16,80	0,56
Bahiano Mistura	Recôncavo Baiano	15.226.397	41.602	2	36,50	0,06
Sergipano Terra	Sergipe-Alagoas	12.348.618	33.739	2	24,80	0,42
Urucu	Solimões	11.656.252	31.848	2	48,50	0,05

FONTE: ANP

O Brasil importa entre 50.000 e 70.000 barris/dia de óleo diesel porque as refinarias do país não produzem o suficiente para atender a demanda. As importações tendem a aumentar para que seja cumprida a decisão do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), que determinou que a partir de janeiro de 2009 seja fornecido óleo diesel com emissão de enxofre de 50 ppm (partículas por milhão), enquanto o atual é produzido com 2.000 ppm. A Petrobras deve importar 1,8 bilhão de litros de um diesel mais limpo, chamado S50, com 50 partes por milhão (ppm) de enxofre – em substituição às 2.000 ppms (0,2% de enxofre) e 500 ppms (0,05% de enxofre), hoje existentes respectivamente no diesel do interior do País ('Diesel Tipo Interior'), e das grandes regiões metropolitanas ('Diesel Tipo Metropolitano') – para atender as frotas metropolitanas de transporte público de várias cidades.

As exigências ambientais para a gasolina brasileira são menos rigorosas que as de países desenvolvidos. No Brasil, o combustível pode ter até 1.000 partes por milhão (ppm) de enxofre, limite que está em 50 ppm na Europa devendo cair para 10 ppm, em 2009. Apenas a gasolina Podium (95 octanas) da Petrobras tem nível comparável, com 30 ppm.



Crise de crédito e desenvolvimento pré-sal

A crise de crédito deve atingir o conjunto dos investimentos das empresas produtoras de petróleo e gás natural. No entanto, o desenvolvimento das atividades de exploração e produção em águas ultraprofundas deverá ser considerado de modo diferenciado na estratégia dessas empresas por envolver condições atrativas para a gestão da oferta no período pós-crise.

A existência de grandes reservas na camada pré-sal deverá viabilizar economias de escala em sua exploração, permitindo que o petróleo e o gás natural sejam extraídos a custos unitários decrescentes em um contexto que continuará sendo marcado por custos marginais crescentes. Controlar essas reservas e, principalmente, dispor desses fluxos em áreas de produção seguras e próximas de grandes mercados, como é o caso do Brasil e do Golfo do México, justifica os investimentos que devem continuar sendo realizados para a exploração e desenvolvimento em águas ultraprofundas.

Desse modo, mesmo diante da crise de crédito, as empresas que têm uma estratégia definida para a produção em águas ultraprofundas – como Petrobras, Chevron, ExxonMobil, Shell, Devon e Anadarko – deverão utilizar recursos próprios para financiar esses investimentos exploratórios.

Classificação do Petróleo

1 – PETRÓLEO LEVE, MÉDIO OU PESADO

O petróleo é classificado por sua densidade. O petróleo de baixa densidade é considerado leve e o de alta densidade é considerado pesado. A indústria do petróleo utiliza, por convenção, a classificação estabelecida pelo American Petroleum Institute (API), que atribui uma gradação ao petróleo em função de sua densidade e qualifica o petróleo como leve, intermediário e pesado. As consequências econômicas dessas condições físicas são dadas pelo mercado em função do rendimento de cada tipo de petróleo nas operações de refino.

Densidade	Grau API	Petróleo	Rendimento no Refino
baixa	acima de 31 ^o	leve	frações leves (ex: gasolina)
intermediária	de 22 ^o a 31 ^o	médio	frações intermediárias (ex: óleo diesel)
alta	abaixo de 22 ^o	pesado	frações pesadas (ex: óleo combustível)

Do volume total de petróleo produzido no Brasil, 12% tem densidade alta e 73% densidade intermediária, sendo, em geral, classificado como petróleo pesado. Essas são as características dos campos mais produtivos da Bacia de Campos, área da qual é extraído 82% do petróleo produzido no Brasil.

2 – TEOR DE ENXOFRE

O petróleo também pode ser classificado por seu teor de enxofre. O petróleo com pouco enxofre (menos de 0,5%) é classificado como doce, e com maior teor de enxofre é classificado como ácido.

O petróleo doce é mais valorizado porque apresenta menos problemas ambientais e exige menos operação no refino para render em frações leves, como gasolina. O petróleo West Texas Intermediate (WTI) é um petróleo leve (39,60 API) e doce (teor de enxofre de 0,24%). O petróleo Brent é um petróleo leve (38,30 API) e menos doce que o WTI (teor de enxofre de 0,37%), sendo por isso menos valorizado em comparação com o WTI.

O petróleo ácido tem menor valor, porque na operação de refino rende frações pesadas. O *American Petroleum Institute* classifica o petróleo em cinco tipos em função do teor de enxofre e grau API, e de sua valorização relativa no mercado em função das operações de refino necessárias para que atenda as restrições ambientais:

- (1) Leve de baixo teor de enxofre (*low-sulfur light*)
- (2) Pesado de médio teor de enxofre (*medium-sulfur heavy*)
- (3) Leve de alto teor de enxofre (*high-sulfur light*)
- (4) Pesado de alto teor de enxofre (*high-sulfur heavy*)
- (5) Muito pesado de alto teor de enxofre (*high-sulfur very heavy*)

Quanto mais leve e doce, mais caro será o petróleo, porque tem rendimento mais elevado em produtos valorizados no mercado.



Concorrência entre futuras fontes de petróleo: Águas ultraprofundas e petróleo não convencional

A ampliação da oferta de petróleo e gás natural é estimulada por preços que garantam as condições de risco e retorno das empresas. No atual contexto de redução dos preços do petróleo, as empresas estão reconsiderando as alternativas de expansão em andamento e priorizando aquelas que melhor valorizem os investimentos no período pós-crise. Um dos critérios para isso está na escolha de opções que ofereçam economias de escala e custos unitários decrescentes. Grandes campos de petróleo, como os que têm sido descobertos em águas ultraprofundas, apresentam essas condições. Além disso, dispor de grandes volumes de reservas em áreas seguras e próximas do maior mercado consumidor – como é o Golfo do México – pesam de modo substancial na decisão das empresas petrolíferas de assumir os pesados investimentos necessários para o desenvolvimento das áreas de produção situadas em águas ultraprofundas.

Além das Bacias de Santos e do Espírito Santo no Brasil, há um conjunto de áreas em outros países nas quais se está procurando petróleo em águas ultraprofundas, principalmente Golfo do México e Angola.

GOLFO DO MÉXICO

Um grande impulso na busca de petróleo e gás natural em águas ultraprofundas foi dado no Golfo do México, em setembro de 2006, com a extração de petróleo leve, comercialmente viável, do poço de teste Jack-2, a 8.588 metros de profundidade e 2.100 de lâmina d'água. O relevante nesta nova reserva é que está situada em uma área classificada, em termos geológicos, de terciário inferior – que data de 24 a 65 milhões de anos. A importância da descoberta de Jack-2, em maio de 2004, a 282 km a sudoeste da costa da Louisiana, foi a superação das dúvidas iniciais sobre a produção de petróleo na área do terciário inferior, dando condição para que a Petrobras, ExxonMobil, Anadarko, BP e Royal Dutch Shell investissem em depósitos de sedimentos situados a grande profundidade, que podem datar de 65 milhões de anos. Esses depósitos permaneceram inexplorados, enquanto os de 24 milhões de anos foram intensamente explorados desde 1947 no Golfo do México.

Avanços tecnológicos recentes – como sondas de nova geração com maior capacidade de perfuração e progressos na exploração sísmica, como a utilização de ondas sonoras para mapear formações subterrâneas de petróleo e gás natural – tornaram possível localizar petróleo abaixo das enormes camadas de sal que estão tipicamente sobre as formações de rocha do baixo terciário no Golfo do México.

A conclusão do poço Jack-2 custou mais de US\$100 milhões, e desenvolver um conjunto de poços implicaria em investimentos de US\$125 milhões por poço. Durante o período de teste, o fluxo de petróleo foi de 60,000 barris por dia. Um teste de longa duração (de um ano no mínimo) permitirá concluir o volume diário de petróleo que poderá ser extraído. Além do volume potencialmente substancial de petróleo, que deve ser confirmado quando novos testes indicarem a dimensão da jazida, chegou-se a um novo patamar em termos de capacidade de encontrar e recuperar petróleo em profundidades, desafios geológicos, temperaturas e pressões extremas. Operado pela Chevron (50%), o campo tem participação da Devon Energy (25%) e da StatoilHydro (25%). Estima-se que haveria 15 bilhões de barris na área onde se encontra o poço Jack-2, o que dobraria o volume de reservas dos Estados Unidos e excederia o volume de reservas de Prudhoe Bay, o maior campo de petróleo dos Estados Unidos com reservas de 13 bilhões de barris.

A queda dos preços do petróleo provocou redução no custo de sondas para perfuração em águas rasas (até 120 metros de lâmina d'água). No entanto, o custo diário de sondas para perfuração em águas ultraprofundas (de 1.800 a 3.600 metros de lâmina d'água) não foi tão afetado, atingindo valores entre US\$500,000 e US\$650.000 por dia. Como se trata de projetos de longo prazo, que envolvem, em princípio, enormes jazidas, o interesse em prosseguir a busca por petróleo em águas ultraprofundas obedece à estratégia das empresas de petróleo e gás natural na formação da oferta para o período pós-crise.

A descoberta de Jack-2 redefiniu as bases da ação e estratégia das empresas na região. A Chevron é a empresa que detém o maior número de direitos de exploração em águas profundas no Golfo do México. Desenvolve, também, o campo de Tahiti – com 400 a 500 milhões de barris em reservas – que tem os poços de produção mais profundos do Golfo do México, com investimentos de US\$3,6 bilhões, no Bloco Green Canyon 640, e deverá produzir 125.000 barris por dia.

ExxonMobil, BP e Anadarko têm projetos próprios no terciário inferior. Em agosto de 2006, foi anunciada a descoberta de Kaskida (operada pela BP 55%, Anadarko 25% e Devon 20%), localizada a cerca de 8.000 metros de profundidade e 400 km a sudoeste de Nova Orleans.

Em outubro de 2006, a Shell passou a trabalhar em três descobertas feitas em águas profundas, a cerca de 320 km do litoral do Texas. O projeto Perdido deverá ligar os campos chamados Great White, Tobago e Silvertip e, segundo as projeções, terá uma capacidade de produção equivalente a 130.000 barris/dia em 2010.

Tabela 3: Descobertas relevantes de petróleo na camada pré-sal no golfo do México

Nome	Data	Bloco	Operadora	Participantes	Lâmina d'água (metros)	Profundidade total (metros)	Reservas estimadas (barris)
Trident	2001	Alaminos Canyon 903	Chevron (100%)		2.953	6.250	200 milhões
Great White	2002	Alaminos Canyon 857	Shell (33,34%)	Chevron(33,33%) BP (33,33%)	2.441	6.068	não disponível
Cascade	2002	Walker Ridge 206	Petrobras (50%)	Devon (50%)	2.482	8.515	não disponível
St. Malo	2003	Walker Ridge 678	Chevron (41%)	Petrobras (25%) Devon (22,5%) StatoilHydro (6,25%) ExxonMobil (3,75%) ENI (1,25%)	2.145	8.559	não disponível
Chinook	2003	Walker Ridge 469	Petrobras (66,67%)	Total (33,33%)	2.692	8.230	não disponível
Tobago	2004	Alaminos Canyon 859	Chevron (57,5%)	Shell (32,5%) Nexen (10%)	2.934	5.642	não disponível
Silvertrip	2004	Alaminos Canyon 815	Chevron (60%)	Shell (40%)	2.812	não disponível	não disponível
Jack	2004	Walker Ridge 759	Chevron (50%)	Devon (25%) StatoilHydro(25%)	2.123	não disponível	3 a 15 bilhões
Stones	2005	Walker Ridge 508	Shell (35%)	Petrobras (25%) Marathon (25%) ENI (15%)	2.919	8.960	não disponível
Kaskida	2006	Keathley Canyon 292	BP (73,33%)	Devon (26,67%)	1.786	9.906	não disponível
Caesar	2006	Green Canyon Block 683	Shell (62,5%)	Anadarko (20%) StatoilHydro(17,5%)	1.372	9.059	não disponível
West Tonga	2008	Green Canyon Block 726	Anadarko (37,5%)	StatoilHydro (25%) Chevron(20,5%) Shell (17%)	1.433	não disponível	200 a 400 milhões
Heidelberg	2009	Green Canyon Block 859	Anadarko (44,25%)	Mariner Energy (12,5%) ENI (12,5%) StatoilHydro (12%) ExxonMobil (9,375%) Cobalt International Energy (9,375%)	não disponível	não disponível	não disponível
Buckskin	2009	Keathley Canyon Block 872	Chevron (55%)	Maersk (20%) Repsol YPF (12,5%) Samson Offshore (12,5%)	não disponível	8.962	não disponível
Shenandoah	2009	Walker Ridge 52	Anadarko (30%)	ConocoPhilips (40%) Cobalt International Energy(20%) Marathon (10%)	1.753	9.144	não disponível

ELABORAÇÃO: FGV PROJETOS

PETRÓLEO NÃO-CONVENCIONAL

No conjunto de alternativas ao petróleo economicamente viáveis, evidenciam-se os recursos em petróleo não-convencional, que podem ser convertidos em petróleo por meio de processos químicos e cujas reservas mundiais são de cerca de 4 trilhões de barris. Algumas delas podem compor a oferta de combustíveis a partir da década de 2010, em especial, as areias asfálticas da Província de Alberta, no Canadá, cujas reservas são de cerca de 173 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Recursos em petróleo não-convencional são intensivos em capital e a crise de crédito tornou-se um obstáculo adicional no acesso a este mercado. Empresas que já possuem ativos nesta área tendem a garantir posições e capitalizar oportunidades para dispor de uma vantagem competitiva no médio prazo, quando estiverem redefinidas as condições de concorrência no mercado energético.

As areias asfálticas podem tornar-se componentes importantes na oferta de energia em razão de:

- (1)** fundamentos da dinâmica de oferta e demanda (quando o preço diminui, mais recursos são consumidos)
- (2)** vantagens em oposição a outros combustíveis
- (3)** ampliação da segurança energética

As areias asfálticas estão localizadas em três áreas principais ao longo de 140.000 km², no norte de Alberta (Athabasca, Peace River e Cold Lake). O primeiro projeto de areias asfálticas começou em 1967. Em 2007, Alberta produziu 1,8 milhão de barris/dia, a partir de areias asfálticas, 75% dos quais foram exportados para os Estados Unidos.

Statistics Canada avaliou as areias asfálticas do país em US\$342 bilhões, considerando a extração de petróleo nelas contido apenas a partir das reservas (22 bilhões de barris) que podem ser exploradas atualmente. Espera-se que haja extração de 1,350 bilhão de barris em 2015. O custo de produção pode chegar a US\$70/barril. Estima-se que plantas antigas possam operar com preços de petróleo a US\$30/barril, mas as novas necessitam de US\$60-70/barril, para obter um retorno aceitável, o que inviabiliza os novos projetos enquanto os preços não retornarem ao patamar de US\$80-90/barril.

Cabe salientar o impacto ambiental no processo de obtenção de petróleo a partir de areias asfálticas, que são mineradas, em geral a céu aberto, causando remoção de toneladas de solo e grande acumulação de lixo. Além disso, utiliza-se gás natural no processo de extração de petróleo e água para o tratamento. Há emissão de 10 a 30% mais gases de efeito estufa do que no caso do petróleo convencional. A evolução tecnológica deverá encarecer o processo, mas com o aumento do volume produzido, estima-se que haverá redução do custo.

A drástica redução dos preços do petróleo provocou a interrupção de projetos no Canadá, onde estão concentrados alguns dos mais elevados custos de produção, em especial em razão dos preços do aço e da dificuldade em encontrar trabalhadores qualificados no norte de Alberta. Além disso, também contribuíram

para a desaceleração dos projetos a introdução, pelo governo de Alberta, em 2007, de um regime de *royalties* menos atrativo. StatoilHydro descartou um projeto de US\$12 bilhões na Canadá, em razão da queda de preços. Desde setembro de 2008, Shell, Nexen, SunCor e Petro-Canada cancelaram ou adiaram novos investimentos de mais de US\$60 bilhões em Alberta. Petro-Canada anunciou aumento de 50% nos custos de seu projeto Fort Hills de US\$20 bilhões para produzir 140.000 barris/dia.

A Shell tem um projeto de areias asfálticas perto de Fort McMurray, no norte de Alberta e, embora prosseguindo em sua construção para produzir 250.000 barris/dia de petróleo em 2010, decidiu adiar a segunda expansão, que aumentaria a produção total para 350.000 barris/dia. Neste projeto, além da Shell (60%), também participam do projeto a Chevron (20%) e Marathon Oil (20%).

Ainda que os preços do petróleo estejam abaixo do intervalo de US\$80-100/barril, que torna rentável o investimento em novos projetos de areias asfálticas, o seu desenvolvimento é consistente com os fundamentos que justificam essa opção dentro de estratégias das empresas produtoras de petróleo e gás natural para o período pós-crise:

- Parte da oferta de petróleo provém de jazidas que estão com sua produtividade em declínio. As novas áreas de produção que devem substituí-las apresentam custos marginais crescentes, estimulando o investimento em alternativas que possam tornar-se gradualmente competitivas, por meio de progresso tecnológico e reduções de custo de produção geradas pela experiência e aprendizado.
- O petróleo extraído de areias asfálticas poderá ser competitivo como componente de uma oferta que incluirá:
 - (1) o petróleo de áreas de produção convencionais da OPEP
 - (2) o petróleo de áreas de produção convencionais não-OPEP
 - (3) o petróleo proveniente de águas ultraprofundas
- Considerando os riscos geopolíticos previsíveis na evolução dos principais fluxos de petróleo, ligando países produtores e países consumidores, e o decorrente aumento nos preços do petróleo, a inclusão do petróleo extraído de areias asfálticas, na oferta, amplia a segurança energética e traz um prêmio pela garantia de fornecimento.
- O prêmio pela segurança de fornecimento deverá justificar os investimentos adicionais em redução dos impactos ambientais provocados pela extração do petróleo de areias asfálticas.



FUNDAÇÃO
GETULIO VARGAS
FGV PROJETOS

RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 190
6º andar
tel.: +55 21 3799.5428
fax: +55 21 2553.8810

SÃO PAULO

Av. Paulista, 548
8º andar
tel.: +55 11 3799.3263
fax: +55 11 3799.7891