

PROJETO
PiB
Perspectivas do
Investimento no
Brasil



Sistema Produtivo

01

Perspectivas do Investimento em

Energia

Instituto de Economia da UFRJ
Instituto de Economia da UNICAMP

Após longo período de imobilismo, a economia brasileira vinha apresentando firmes sinais de que o mais intenso ciclo de investimentos desde a década de 1970 estava em curso. Caso esse ciclo se confirmasse, o país estaria diante de um quadro efetivamente novo, no qual finalmente poderiam ter lugar as transformações estruturais requeridas para viabilizar um processo sustentado de desenvolvimento econômico. Com a eclosão da crise financeira mundial em fins de 2008, esse quadro altamente favorável não se confirmou, e novas perspectivas para o investimento na economia nacional se desenham no horizonte.

Coordenado pelos Institutos de Economia da UFRJ e da UNICAMP e realizado com o apoio financeiro do BNDES, o Projeto PIB - Perspectiva do Investimento no Brasil tem como objetivos:



- Analisar as perspectivas do investimento na economia brasileira em um horizonte de médio e longo prazo;
- Avaliar as oportunidades e ameaças à expansão das atividades produtivas no país; e
- Sugerir estratégias, diretrizes e instrumentos de política industrial que possam auxiliar na construção dos caminhos para o desenvolvimento produtivo nacional.

Em seu escopo, a pesquisa abrange três grandes blocos de investimento, desdobrados em 12 sistemas produtivos, e incorpora reflexões sobre oito temas transversais, conforme detalhado no quadro abaixo.

ECONOMIA BRASILEIRA	BLOCO	SISTEMAS PRODUTIVOS	ESTUDOS TRANSVERSAIS
	INFRAESTRUTURA	Energia Complexo Urbano Transporte	Estrutura de Proteção Efetiva Matriz de Capital
	PRODUÇÃO	Agronegócio Insumos Básicos Bens Salário Mecânica Eletrônica	Emprego e Renda Qualificação do Trabalho Produtividade, Competitividade e Inovação
	ECONOMIA DO CONHECIMENTO	TICs Cultura Saúde Ciência	Dimensão Regional Política Industrial nos BRICs Mercosul e América Latina

COORDENAÇÃO GERAL

Coordenação Geral - David Kupfer (IE-UFRJ)

Coordenação Geral Adjunta - Mariano Laplane (IE-UNICAMP)

Coordenação Executiva - Edmar de Almeida (IE-UFRJ)

Coordenação Executiva Adjunta - Célio Hiratuka (IE-UNICAMP)

Gerência Administrativa - Carolina Dias (PUC-Rio)

Coordenação de Bloco

Infra-Estrutura - Helder Queiroz (IE-UFRJ)

Produção - Fernando Sarti (IE-UNICAMP)

Economia do Conhecimento - José Eduardo Cassiolato (IE-UFRJ)

Coordenação dos Estudos de Sistemas Produtivos

Energia – Ronaldo Bicalho (IE-UFRJ)

Transporte – Saul Quadros (CENTRAN)

Complexo Urbano – Cláudio Schüller Maciel (IE-UNICAMP)

Agronegócio - John Wilkinson (CPDA-UFRJ)

Insumos Básicos - Frederico Rocha (IE-UFRJ)

Bens Salário - Renato Garcia (POLI-USP)

Mecânica - Rodrigo Sabbatini (IE-UNICAMP)

Eletrônica – Sérgio Bampi (INF-UFRGS)

TICs- Paulo Tigre (IE-UFRJ)

Cultura - Paulo F. Cavalcanti (UFPB)

Saúde - Carlos Gadelha (ENSP-FIOCRUZ)

Ciência - Eduardo Motta Albuquerque (CEDEPLAR-UFMG)

Coordenação dos Estudos Transversais

Estrutura de Proteção – Marta Castilho (PPGE-UFF)

Matriz de Capital – Fabio Freitas (IE-UFRJ)

Estrutura do Emprego e Renda – Paul Baltar (IE-UNICAMP)

Qualificação do Trabalho – João Sabóia (IE-UFRJ)

Produtividade e Inovação – Jorge Britto (PPGE-UFF)

Dimensão Regional – Mauro Borges (CEDEPLAR-UFMG)

Política Industrial nos BRICs – Gustavo Brito (CEDEPLAR-UFMG)

Mercosul e América Latina – Simone de Deos (IE-UNICAMP)

Coordenação Técnica

Instituto de Economia da UFRJ

Instituto de Economia da UNICAMP

Projeto financiado com recursos do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). O conteúdo ou as opiniões registrados neste documento são de responsabilidade dos autores e de modo algum refletem qualquer posicionamento do Banco.

REALIZAÇÃO



Fundação Universitária
José Bonifácio

APOIO FINANCEIRO



Ministério do
Desenvolvimento, Indústria
e Comércio Exterior



Documento Não Editorado



PROJETO PERSPECTIVAS DO INVESTIMENTO NO BRASIL

BLOCO: INFRAESTRUTURA

SISTEMA PRODUTIVO: ENERGIA

COORDENAÇÃO: RONALDO BICALHO

DOCUMENTO SETORIAL:

PETRÓLEO

Mariana Iooty

Dezembro de 2008.

Apresentação

O presente estudo tem como objetivo principal examinar a dinâmica atual bem como as perspectivas de investimento na indústria petrolífera no Brasil. Para isto, serão considerados, previamente, dois grandes pilares analíticos: a dinâmica recente da indústria petrolífera no cenário internacional, assim como, o processo de investimento no setor a nível mundial. Frente a estas análises, o estudo focaliza então o cenário nacional, considerando, para tal, as principais tendências existentes dos investimentos no Brasil, e, em particular as perspectivas de investimentos no setor petrolífero no médio e longo prazo. A partir disso, o estudo pretende, por fim, delinear algumas proposições de políticas públicas.

O estudo está assim dividido em quatro principais seções. A primeira trata da dinâmica global do investimento no setor petrolífero; a Seção 2 examina a dinâmica de investimento recente no setor no Brasil. A Seção 3 expõe as perspectivas de médio e longo prazo de investimento na referida indústria para o Brasil, considerando, para o médio prazo, um cenário possível – para o qual se assume como dadas as condições regulatórias atuais – e, para o longo prazo, um cenário desejável. Finalmente, a quarta e última seção apresenta um quadro de sugestão de políticas públicas a serem adotadas para o setor petrolífero de modo a garantir a sustentabilidade do nível de inversões.

1. Dinâmica Global de Investimento

De forma a examinar o processo de investimento na indústria petrolífera brasileira, o trabalho parte da análise da dinâmica global do investimento, de modo a mapear, primeiramente, as tendências competitivas e as decisões estratégicas das grandes empresas no cenário mundial. Como meio de operacionalizar esta análise, são considerados alguns determinantes que influenciam diretamente o processo de investimento na cadeia petrolífera, quais sejam: recursos naturais; tecnologia; organização de mercado.

1.1. Recursos Naturais: Panorama Recente Acerca da Disponibilidade e Viabilidade de Acesso às Reservas

As reservas petrolíferas possuem relevância que transcende a questão meramente econômica, sendo, ao contrário, também entendidas como uma questão de ordem política. Neste sentido, a análise acerca da disponibilidade e viabilidade (seja econômica ou geopolítica) de acesso às reservas provadas de petróleo no mundo assume considerável importância. Em específico, deve-se examinar o panorama de divisão das reservas provadas no mundo, de modo a verificar em que medida a concentração das mesmas por região produtora, e as questões de geopolítica associadas a esta disposição, condicionam a dinâmica global de investimento.

Para o bom desenrolar desta análise, deve-se destacar previamente a definição de alguns conceitos básicos que serão, inúmeras vezes, utilizados, quais sejam, especificamente: recursos e reservas petrolíferas.

Recursos petrolíferos correspondem a todo volume de óleo que pode ser efetivamente produzido considerando a tecnologia disponível à recuperação de petróleo. As reservas, por sua vez, constituem jazidas que já foram identificadas e cuja produção é economicamente viável. Neste sentido, as reservas são um subconjunto dos recursos petrolíferos, e podem ser classificadas de acordo com o grau de certeza de sua existência. Segundo Pinto Jr et al (2007), as reservas *provadas*, também conhecidas como P90¹, correspondem às reservas que podem ser estimadas com elevado grau de certeza de serem recuperáveis dentro das condições econômicas e tecnológicas existentes. As reservas *prováveis*, P50², são aquelas recuperáveis com um grau de certeza menor. Por último, têm-se as reservas *possíveis*, com nível de certeza muito pequeno, típicas de campos onde ainda não houve perfuração de poços, tendo havido somente estudos sísmicos e de correlação com campos próximos já estudados.

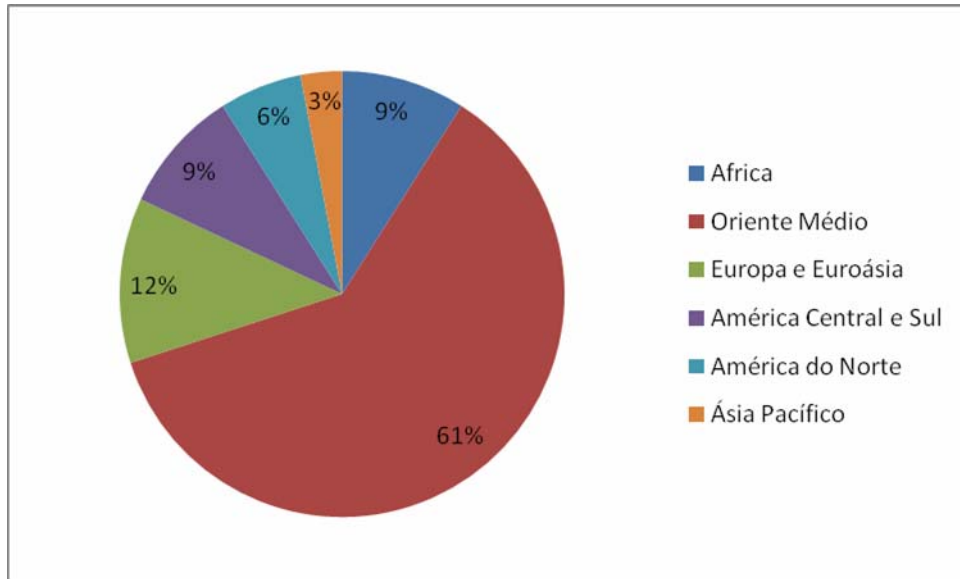
A compreensão exata da distinção entre os conceitos de reservas e recursos assume considerável relevância, pois são estes que baseiam a estimativa da quantidade disponível de petróleo para produção, o que, em alguma medida, influencia as decisões de investimento no setor, seja para aumentar o estoque das reservas provadas de uma empresa, ou país, seja para elevar o ritmo de produção a partir de um dado estoque definido.

Um exame simples sobre a distribuição geográfica das reservas provadas de petróleo no mundo indica uma clara concentração no Oriente Médio. De acordo com dados da BP (2008), referentes ao ano de 2007, o Oriente Médio possui 61% das reservas provadas totais, sendo passíveis de destaque neste grupo a Arábia Saudita e Irã, respectivamente com 35% e 18% do total das reservas mundiais. A segunda principal região concentradora de reservas provadas de petróleo corresponde à região denominada Europa e Euroásia, com 11,6% das reservas provadas totais. Neste grupo, cabe destacar a expressiva participação da Rússia, com 55%, enquanto os países europeus não se configuram como relevantes detentores de reservas petrolíferas.

Figura 1 – Distribuição das Reservas Provadas por Região em 2007

¹ Com probabilidade de ocorrência de 90%

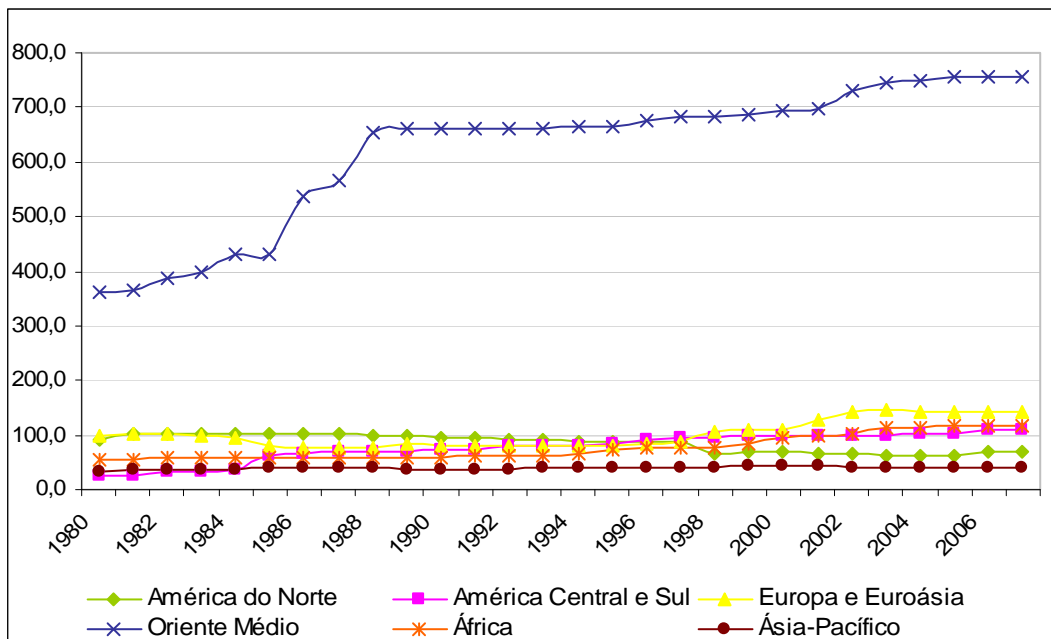
² Com probabilidade de ocorrência de 50%



Fonte: BP (2008)

Quando se examina a evolução das reservas provadas no mundo desde 1980, verifica-se que a incorporação de novas reservas no mundo vem se dando a uma taxa média anual de 2,2%, embora tal comportamento seja distinto entre as regiões. O Oriente Médio, que sempre esteve à frente das demais regiões produtoras de petróleo no mundo, fez crescer suas reservas a uma taxa de 2,7%, enquanto outras regiões, como América Central e Sul e África vem imprimindo um ritmo superior, com 5,2% e 2,8% respectivamente.

Figura 2 – Evolução das Reservas Provadas por Região (Bilhões de Barris)



Fonte: BP (2008)

O exame do perfil de distribuição da produção petrolífera no mundo indica um perfil razoavelmente distinto do observado com relação às reservas provadas. A figura a seguir, referente a 2007, indica ser bastante inferior a concentração da produção no Oriente Médio (com 31,5%), sendo, ao contrário, passíveis de destaque as regiões da América do Norte (com 9,1%) e Europa e Eurásia (com 22,8%). Associado a isto se verifica uma razão R/P para estas duas últimas regiões, em 2007, de 13,9 e 22,1 anos, respectivamente, enquanto para o caso do Oriente Médio, neste mesmo ano, a razão era de 82,2 anos. Considerando conjuntamente todos estes números é possível verificar que as elevadas participações das regiões norte-americana e da Europa-Eurásia na produção petrolífera mundial vêm se desenvolvendo graças a um ritmo de depleção dos reservatórios superior ao impresso pelos países do Oriente Médio.

Figura 3 – Distribuição Geográfica das Reservas Provadas e Produção de Petróleo em 2007.

Região	Produção (Mil Barris Diários)	%	Reservas Provadas (Bilhões de Barris)	%
América do Norte	6499.1	9.1%	69.3	5.6%
América Central e Sul	9796.1	13.7%	111.2	9.0%
Europa e Eurásia	16317	22.8%	143.7	11.6%
Oriente Médio	22495	31.5%	755.3	61.0%
África	9065.7	12.7%	117.5	9.5%
Ásia-Pacífico	7309.2	10.2%	40.8	3.3%
Total	71.482	100%	1237.8	100%

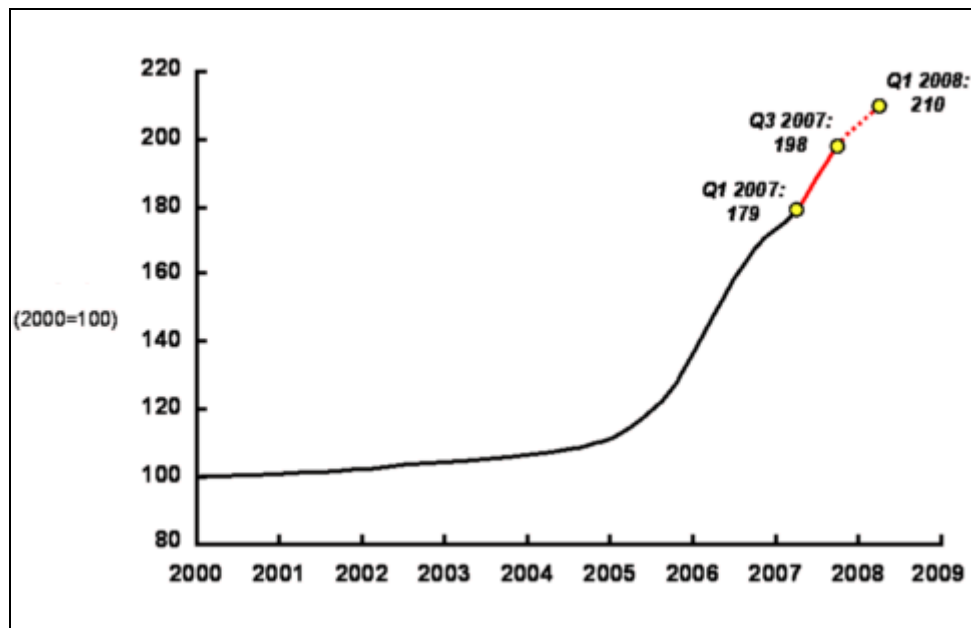
Fonte: BP (2008)

Tal aspecto configura-se, portanto, num claro indicador a respeito da necessidade de descoberta de novas reservas, de preferência em grandes volumes e em regiões fora do Oriente Médio, influenciando, por sua vez, a dinâmica internacional de investimento no setor petrolífero. Na procura por novas áreas de exploração petrolífera alguns aspectos se destacam como entraves a serem superados, quais sejam: i) o aumento dos custos

relacionados à produção petrolífera; ii) as cada vez mais raras descobertas de grandes campos; e iii) a reduzida disponibilidade de reservas sob formas contratuais favoráveis às empresas privadas.

Sobre o primeiro destes aspectos, destaca-se a clara a tendência de aumento dos custos de insumos e serviços em E&P. Algumas evidências disto podem ser facilmente apontadas. Por exemplo, de acordo com CERA (2008), o índice de custo de capital no *upstream* aumentou 6% nos últimos seis meses, tendo dobrado desde 2005. As perspectivas, de acordo com a mesma fonte, é de aprofundamento desta tendência de aumento dos custos, conforme mostra a figura a seguir.

Figura 4 – Índice de Custo de Capital no *Upstream*

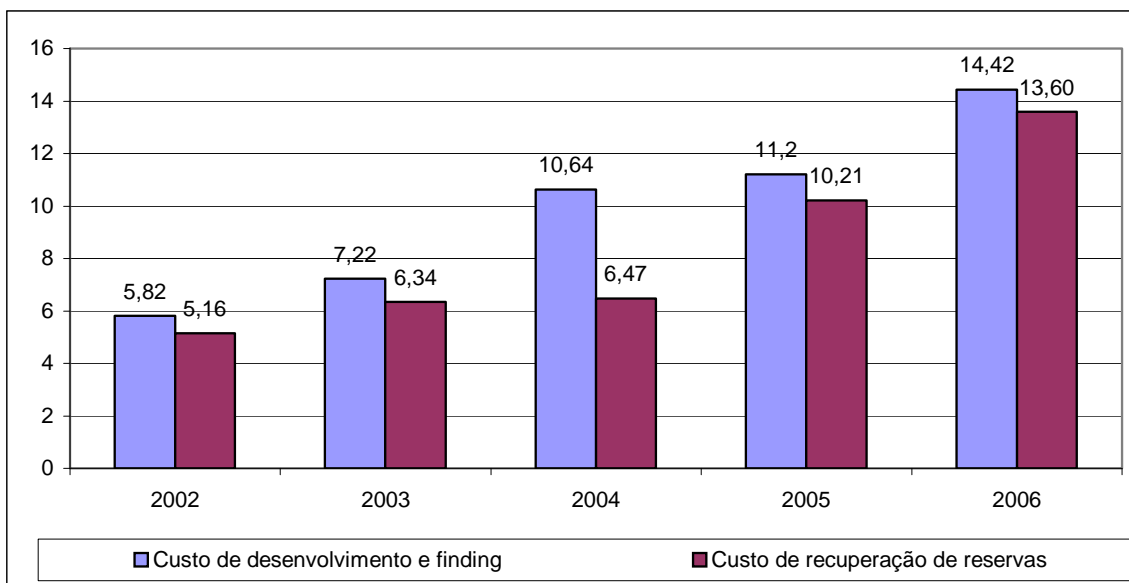


Fonte: CERA (2008)

Na mesma direção, dados apresentados pela BP em seu balanço referente a 2007 indicam um claro aumento dos custos para a indústria petrolífera. Especificamente, os custos estimados de desenvolvimento e *descoberta* aumentaram 29%³ de 2005 para 2006. Já o custo total estimado de recuperação de reservas aumentou 33% no mesmo período, ou seja, US\$ 13, 60/boe.

Figura 5 – Custo de Reposição das Reservas e Custos de Desenvolvimento e Descoberta (US\$/Barril de Óleo Equivalente)

³ Custo estimado de desenvolvimento e *finding* em 2006 era igual a US\$14,42 por barril de óleo equivalente

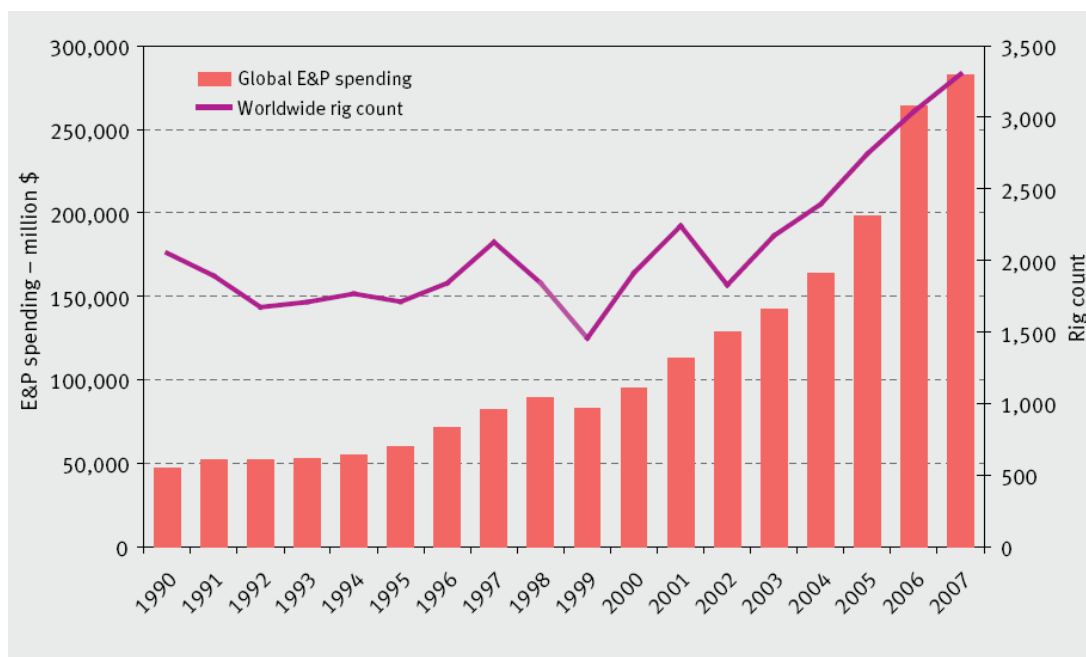


Fonte: BP (2008)

Os custos com fornecimentos de bens e serviços também vêm sofrendo substanciais aumentos. Evidências apresentadas em recente estudo da Agência Internacional de Energia (AIE (2008)⁴) indicam que entre 2000 e 2008 os custos com atividades de upstream cresceram 93%. As perspectivas pelo menos para o curto prazo não parecem apontar uma reversão deste quadro. Na verdade, é notório o quadro de operação a quase plena capacidade da indústria parapetrolífera mundial, evidenciado pelos atrasos na construção de plataformas e na reduzida disponibilidade de sondas de perfuração no mercado. Evidências apresentadas em AIE (2008) indicam que todas as sondas de perfuração em águas profundas que chegarão ao mercado entre 2008 e 2010 já estão comprometidas para o desenvolvimento de projetos já em andamento, não restando sonda alguma para oportunidades que venham surgir nos próximos anos.

O processo de inversões no setor petrolífero vê-se amplamente influenciado por este panorama, uma vez que parte do aumento do volume de investimentos no setor vem sendo direcionado para arcar com esta elevação dos custos. Dados recentes apresentados pela OPEP (2008) indicam que apesar dos custos crescentes, a indústria vem investindo fortemente de modo a expandir a produção e repor reservas. Conforme ilustração da figura abaixo, há uma nítida aceleração das atividades upstream, evidenciada tanto pelo número de sondas em atividade quanto pelos gastos em E&P. Frente a este aumento de gastos, a questão que se coloca é a seguinte: os crescentes esforços em E&P vêm se traduzindo em aumento da produção?

⁴ O estudo calculou um Índice de Custos em Atividades Upstream, e tendo considerado as seguintes atividades: atividades sísmicas; gerência de projeto; aluguel de sondas; serviços de perfuração; e outros serviços (como tratamento e processamento de plantas, compressores, geradores e construção de gasodutos). Para maiores detalhes de método a respeito da construção e cálculo deste índice, ver AIE (2008).

Figura 6 – Gastos globais em E&P e número de sondas em atividade

Fonte: OPEP (2008)

Dados da OPEP (2007) referentes as majors petrolíferas (Exxon Mobil, Total, Shell, BP e Chevron) indicam que apesar dos crescentes gastos com o E&P - que tendo apresentando uma taxa de crescimento médio anual de 12,1% entre 2003 e 2007 – não se observou aumento efetivo da produção, uma vez que esta diminuiu, em média, 0,63% anuais no mesmo período.

Figura 7 – Gastos em E&P e Produção de Óleo pelas Majors: 2003-2007

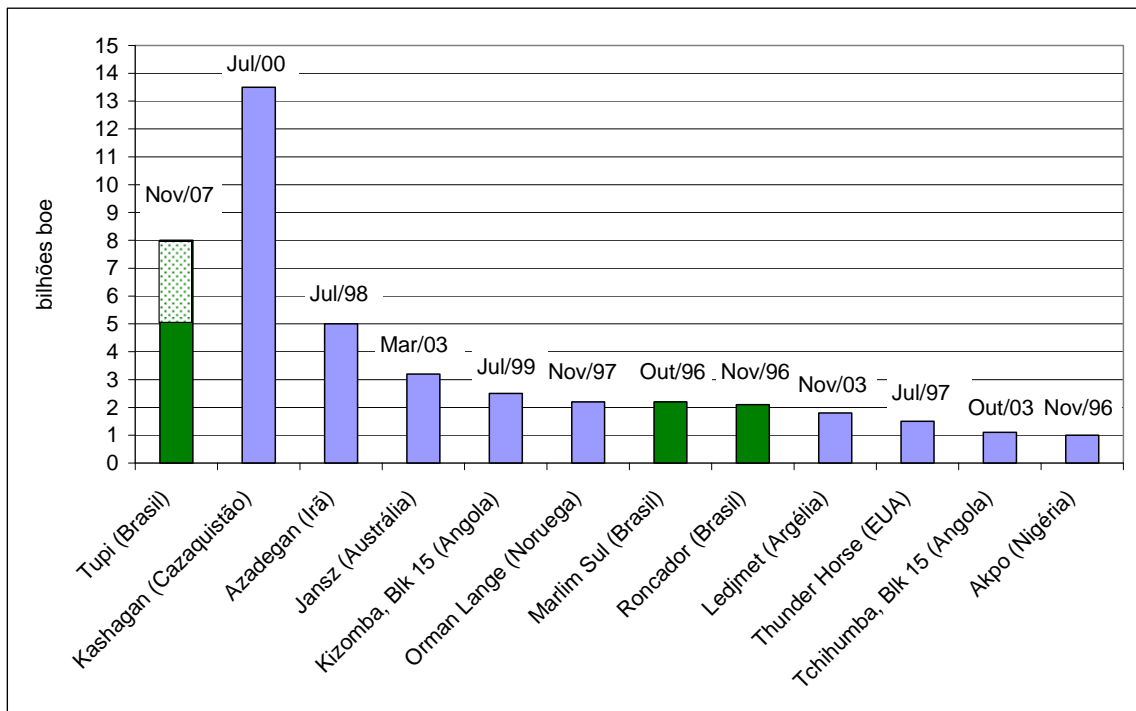
	2003	2004	2005	2006	2007
Gastos em E&P (milhões US\$)	41,446.0	44,270.0	54,206.0	70,242.0	73,279.0
Produção de óleo cru (1000 barris/dia)	10,439.0	10,680.0	10,373.0	10,342.0	10,113.0

Fonte: Elaboração Própria a partir da OPEP⁵

O segundo aspecto relevante para o processo de inversão por busca de novas reservas no setor petrolífero corresponde à frequência cada vez menor de descobertas de grandes campos. Isto, de alguma forma, condiciona o processo de busca – e o planejamento dos gastos envolvidos neste processo - por novas reservas, ao indicar a reduzida probabilidade de obtenção de campos capazes de alterar, de forma significativa, a relação risco-recompensa das atividades de E&P no mundo.

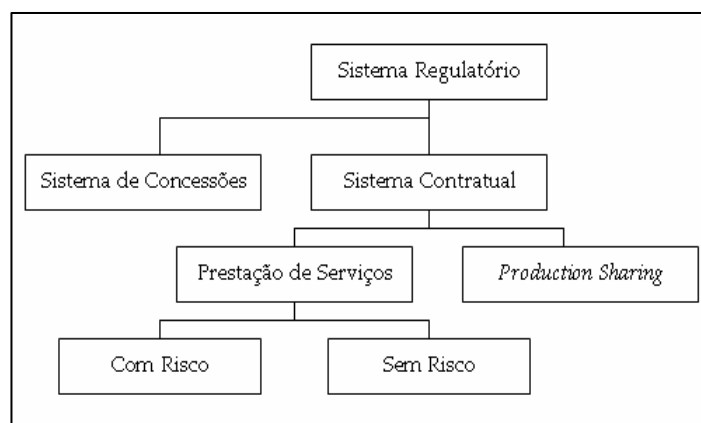
⁵ A série foi deflacionada utilizando o Índice de Preço ao Produtor – *Commodity* divulgado pelo *U.S Department of Labor*

Figura 8 - Grandes Descobertas (> 1 Bilhão boe) no Mundo nas Últimas Três Décadas



O terceiro aspecto condicionante ao processo de investimento destinado a procura de novas reservas de óleo diz respeito aos sistemas regulatórios referentes às atividades de E&P na indústria petrolífera. Entendidos como um conjunto de arranjos institucionais, legais e fiscais, tais sistemas regulatórios condicionam de forma decisiva o processo de investimento no setor de upstream ao definir os limites para a apropriação da renda petrolífera pelas empresas.

Figura 9 – Regimes Regulatórios na Área de E&P de Petróleo



Fonte: elaboração própria

Conforme apresenta a figura acima, basicamente são dois os tipos de sistemas regulatórios: sistema de concessões e sistema contratual, compreendendo, neste último caso, contrato de partilha de produção e contratos de prestação de serviços, sendo que os contratos de serviços se subdividem em contratos de serviços sem risco (entendidos como “puros”), e contratos de serviços com risco. A principal diferença entre o sistema regulatório de concessões e o sistema contratual diz respeito ao direito da propriedade do óleo após a sua extração.

No sistema de concessões, a propriedade do óleo após a produção é da empresa concessionária - selecionada com ou sem processo de licitação - durante o período da concessão. Em troca deste direito, a empresa se compromete a realizar esforços exploratórios mínimos, a pagar ao Estado tributos, royalties ou outras formas de participações governamentais, e, algumas vezes, se compromete com alguma outra obrigação, como a contratação de bens e serviços no mercado local. Estes contratos de concessão – adotados, por exemplo, na Argentina, Estados Unidos, Peru, Portugal, Canadá, África do Sul, Venezuela⁶, e Brasil - seguem a lógica básica de transferência dos direitos de propriedade do Estado para a empresa concessionária como forma de compensar esta últimas pelos gastos incorridos com as atividades de E&P e com o próprio pagamento da parcela governamental.

No sistema contratual, por sua vez, a propriedade do petróleo após sua produção é do Estado, que pode usar de duas formas para compensar a empresa pelos seus esforços em E&P e pelos pagamentos ao governo, quais sejam: i) repartir a produção, em volume, com a empresa (partilha de produção/*production sharing*); ou ii) conceder um ressarcimento financeiro à empresa, sem dar a esta o direito de acesso à parte do volume de óleo produzido (prestação de serviços). Vale destacar que em alguns países que adotam os sistemas contratuais (seja de partilha de produção, seja de serviços) são definidas outras

⁶ A Venezuela alterou recentemente o seu sistema regulatório, tendo inclusive alterado contratos. Atualmente, o sistema regulatório permite a atuação de empresas estrangeiras, mas exige a aceitação da participação do Estado em parceria empresarial por intermédio da PDVSA. Em termos práticos, a concessão é feita com parceria empresarial societária com a PDVSA (superior a 50%) obrigatória

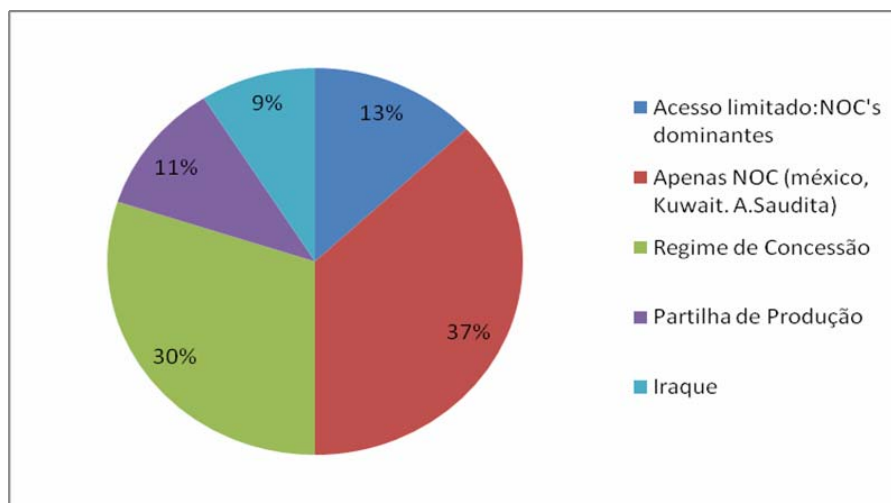
obrigações para as empresas, a exemplo do que ocorre no sistema de concessões, tais como: a obediência a um percentual mínimo de conteúdo local na contratação de bens e serviços de E&P e o pagamento de royalties e tributos à parcela do governo.

No caso do sistema de contrato de serviços, - adotado no Irã e México, por exemplo - o Estado contrata as companhias privadas para prestação de serviços que recebem pela atividade de exploração e produção, sem propriedade sobre o petróleo produzido. Por este sistema, são previstos dois tipos de contrato, que diferem no que tange ao retorno obtido pela empresa. Caso a remuneração da empresa preveja não somente o reembolso dos custos mais também uma remuneração do capital, o contrato de prestação de serviços é tido como sem risco, também classificado como serviço puro. Caso a remuneração da empresa contratada não seja garantida no contrato, sendo, ao contrário, parametrizada pela sua performance, de modo a estimular a disciplina de custos, diz-se que o contrato de prestação de serviços é com risco.

Os contratos de partilha de produção (*production sharing*) constituem o regime regulatório dominante em lugares onde se têm um grande volume de petróleo, sendo adotados, por exemplo nos seguintes países: Angola, Bolívia, Colômbia, Equador, Líbia, Moçambique, Nigéria, China e Malásia. Em termos operacionais, por este sistema, o Estado entra como parceiro e investidor com empresas privadas e remuneram essas empresas com um percentual pré-determinado da produção. Por este sistema de partilha de produção, o Estado possui então maior controle sobre a produção e exportação de petróleo, o que possibilita, portanto, um grau de interferência maior do governo como, por exemplo, na determinação do ritmo de exploração dos novos campos.

Ainda que a tipologia dos sistemas regulatórios seja facilmente identificada, na prática a análise das experiências regulatórias dos países indica não ser tão simples e “cartesiana” a escolha por um modelo regulatório, havendo, em muitos casos, a adoção de sistemas regulatórios diferentes dentro de um mesmo país, em áreas que possuem distintos riscos exploratórios. Independente disso, o fato é que as estratégias de investimento em E&P petrolífero se encontram fortemente condicionadas pelo sistema regulatório adotado num dado país, e que, a princípio, existem sistemas mais favoráveis a ação das empresas privadas que planejem a realização de investimentos no setor, como, por exemplo, o sistema de concessão.

Figura 10 – Formas de Acesso às Reservas Provadas no Mundo



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Petrobras⁷

Diante disso, as evidências mostram que, atualmente, grande parte das reservas descobertas não está sob forma de contratos que favoreça a empresa privada. Como se observa na figura acima, 37% do acesso às reservas provadas é garantido apenas às empresas estatais; além disso, 11% estão sob forma de contrato de partilha e 13% do acesso são limitados às empresas privadas. Portanto, 61% das reservas provadas no mundo encontram-se sob o controle total ou predominante do Estado.

1.2. Tecnologia: procura por petróleo não convencional

De acordo com as projeções do Departamento de Energia dos EUA, DOE (2008a), as perspectivas para o consumo futuro de combustíveis líquidos apontam um expressivo nível de crescimento, cerca de 1,2% anuais, entre 2005 e 2030, indicando um aumento da demanda da ordem de 28,9 milhões de barris de óleo equivalente/dia neste período. Para atender a este consumo adicional, prevê-se o aumento da participação dos combustíveis líquidos não convencionais (entendidos como os combustíveis a partir da areia betuminosa e do petróleo ultra-pesado, GTL, coal to liquids, shale oil e bicompostíveis) na oferta total. Segundo o mesmo órgão, a oferta deste tipo de combustíveis aumentará de 2,5 para 9,7 milhões de barris de óleo equivalente/dia, alcançando uma participação de 8,6% na oferta total de combustíveis líquidos em 2030. Neste contexto de crescente participação dos combustíveis não convencionais, especial relevância assume a produção de óleo a partir de areia betuminosa e do petróleo ultra-pesado.

Neste sentido, se considerado a já destacada raridade de descobertas de grandes reservas de óleo, a tendência é de que a produção marginal petrolífera venha de áreas até então pouco exploradas, o que implica, naturalmente, a necessidade de aprofundar o avanço em direção a (novas) fronteiras exploratórias de petróleo, incluindo aí as de óleo não

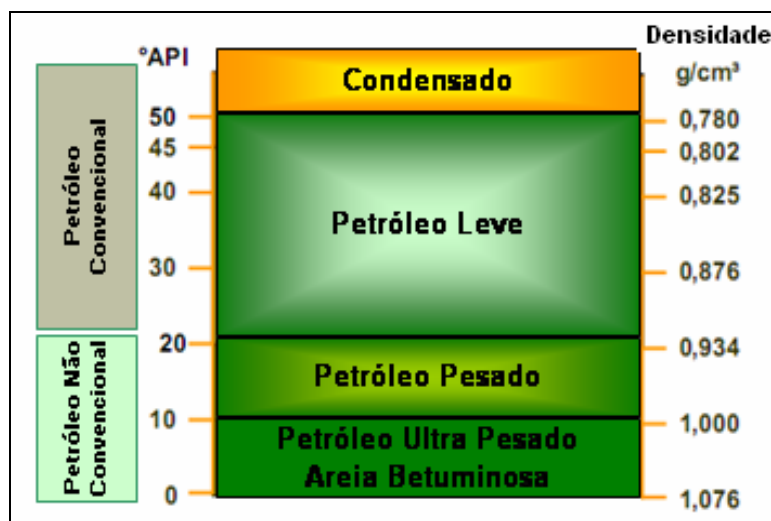
⁷ Dados da Petrobras disponíveis em:

http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ApresentacoesEventos/Apresentacoes/pdf/Gabrielli_IBEF_180308.pdf

convencional. Assim, cabe ressaltar a necessidade da indústria petrolífera mundial de superar alguns desafios tecnológicos de modo a desenvolver os recursos associados a óleo não convencional e trazê-los ao mercado. A manutenção de preços em patamares elevados, como se observou nos últimos seis anos, apesar da volatilidade, pode favorecer esta jornada.

Diante disso, cabe examinar a questão associada à expansão da exploração em direção a fronteira petrolífera não convencional, dando especial atenção ao óleo a partir de areia betuminosa e o óleo ultra-pesado, ambos com grau API entre 0 e 10, conforme demonstra a figura abaixo.

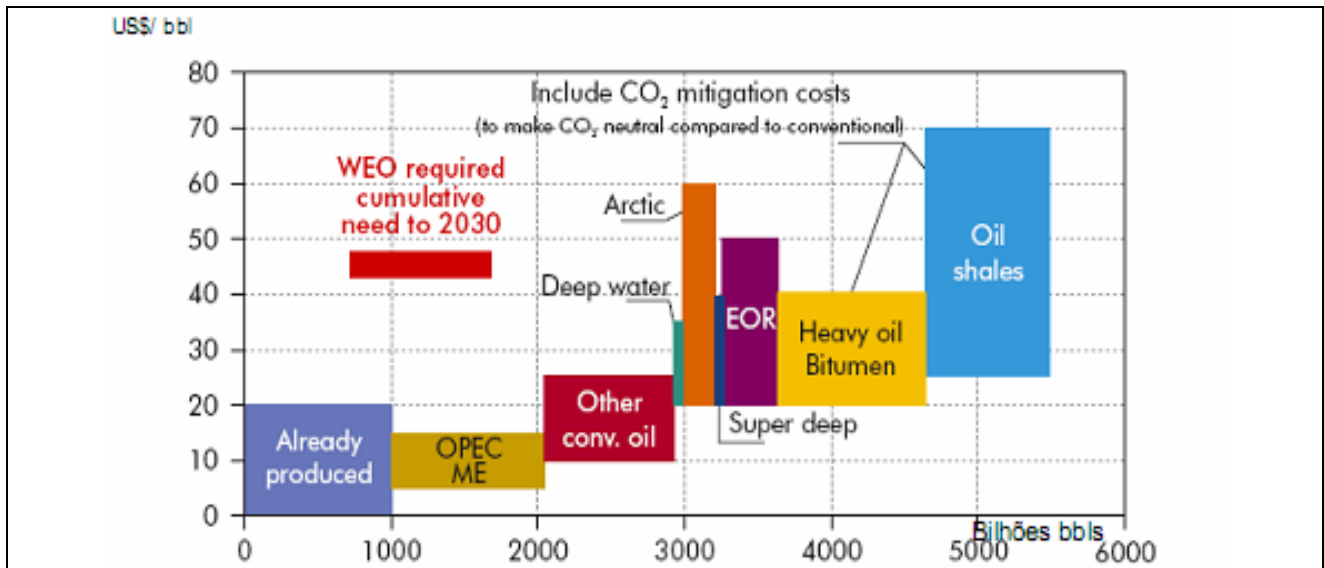
Figura 11 – Classificação do Petróleo



Fonte: BGR – Federal Institute for Geosciences and Natural Resources

A dificuldade de recuperação das reservas, a qualidade do petróleo não-convencional e, em alguns casos, o difícil acesso implicam custos maiores quando comparados com a produção de óleos convencionais. Como consequência direta, a viabilidade de projetos desta natureza está associada a preços de petróleo mais elevados; como visto na figura abaixo.

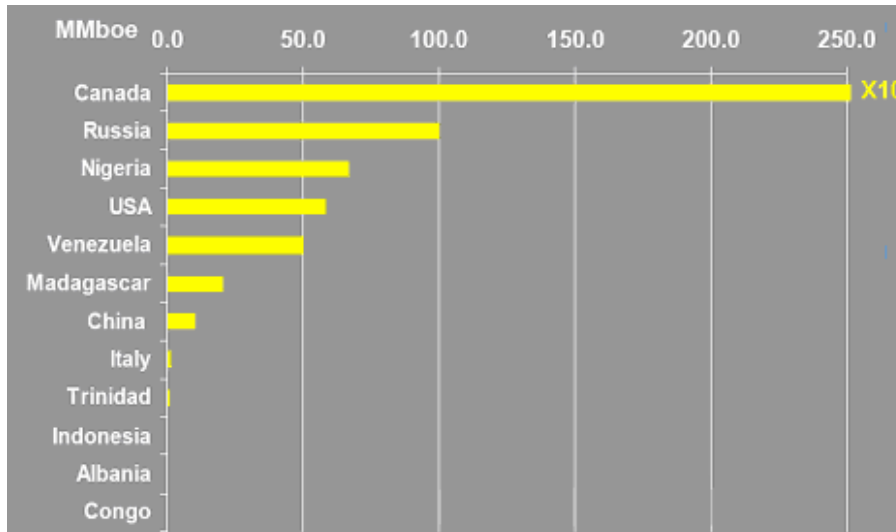
Figura 12 – Custo de Produção de Petróleo: A Disponibilidade de Recursos como Função do Preço



Fonte: AIE (2005)

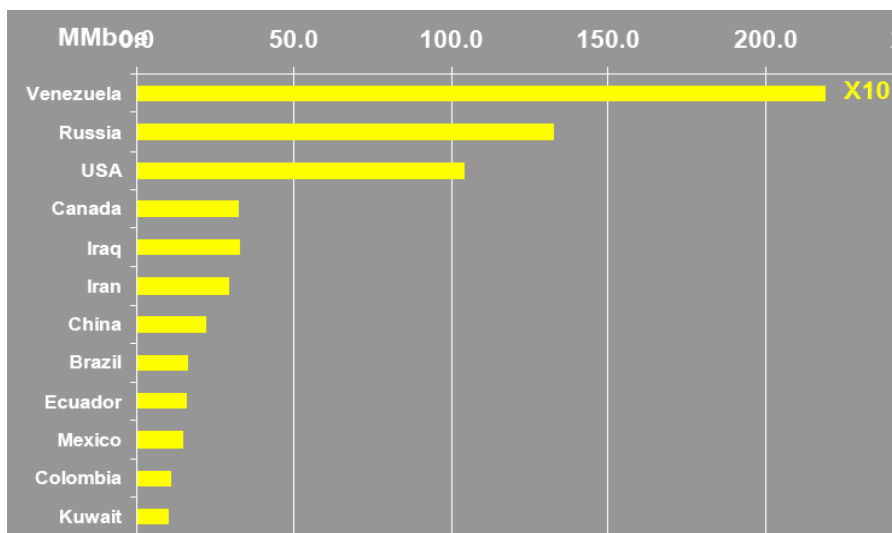
Atualmente, os principais países detentores de recursos de petróleo não convencionais (i.e, areia betuminosa e petróleo ultra-pesado) são Canadá e Venezuela, conforme demonstra a figura abaixo.

Figura 13a – Distribuição por País de Recurso Não-Convencional: Areia Betuminosa



Fonte: CERA (2006)

Figura 13b – Distribuição por País de Recurso Não-Convencional: Petróleo Ultra-Pesado



Fonte: CERA (2006)

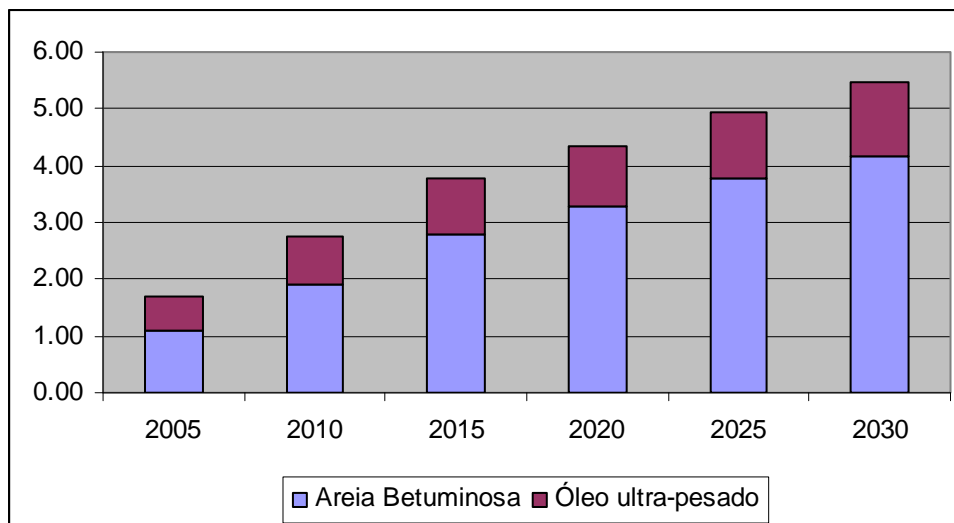
O petróleo não-convencional produzido no Canadá encontra-se sob a forma de areia betuminosa, localizadas principalmente no estado de Alberta, sendo disponíveis duas tecnologias de produção de betume: *mining* e *in situ*. A primeira corresponde à mineração da areia betuminosa “a céu aberto”, sendo efetiva para o caso da extração em depósitos localizados próximos a superfície. A técnica *in situ* por sua vez, apresenta-se eficaz para o alcance de depósitos localizados no subsolo (o que corresponde a 80% dos depósitos de areia betuminosa no país), e se resume à injeção de vapor e solventes para a separação do betume da areia, e posterior suspensão do óleo para reservatórios de coleta na superfície. A este respeito, vale destacar o relativo avanço destas tecnologias tendo em vista a tendência recente de redução dos custos médios. Segundo AIE (2005), os custos de produção em areia betuminosa pela tecnologia *mining* caiu de US\$ 30/barril, em 1985, para cerca de US\$ 15/barril, em 2003. No caso da tecnologia *in situ*, a queda dos custos foi menos expressiva, porém ainda relevante: em 1985 o custo era de cerca de US\$17/barril, e em 2003 foi para cerca de US\$10/barril. Uma vez findo o processo de extração do betume da areia, por qualquer uma das duas técnicas acima comentadas, é possível então adicionar hidrocarbonetos leves ao betume e processá-lo para gerar óleo sintético mais leve, o chamado *syncrude*, que pode ser então vendido para qualquer refinaria.

A Venezuela também se constitui num importante player na produção de petróleo não convencional, ao deter bilhões de barris de óleo ultra-pesado e depósitos de betume, a maior parte deles localizados na região do Orinoco, no centro do país. Estimativas do DOE (2008a) indicam a posse de reservas recuperáveis 100 a 270 bilhões de barris. Para explorar estes recursos, o governo, através da PDVSA, estabeleceu associações estratégicas com empresas estrangeiras (BP, Total, Chevron e Statoil) de modo a produzir o *syncrude*. A capacidade produtiva instalada deste óleo sintético *a partir* destas quatro associações totaliza 580 mil barris/dia.

De forma geral, as perspectivas a respeito do crescimento da produção de óleo não convencional no mundo são extremamente positivas. O DOE estima que a oferta de óleo

ultra-pesado e betume (a partir dos depósitos de areia) totalizará 5,47 bilhões de barris de óleo equivalente diários em 2030, representando quase 5% da oferta total de petróleo mundial.

**Figura 14 – Produção Mundial de Óleo Ultra Pesado e Areia Betuminosa: 2005-2030
(milhões de barris de óleo equivalente por dia)**

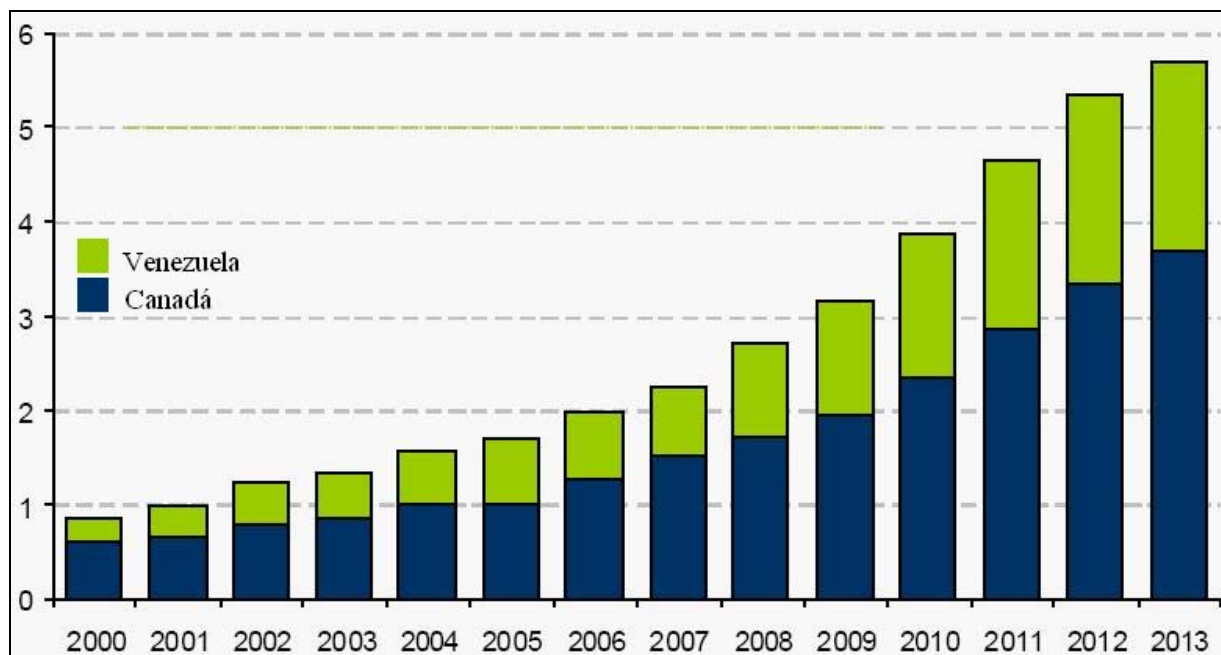


Fonte: DOE(2008a)

Como esperado, o papel da Venezuela e Canadá se configura como destaque neste cenário. Dados da Petrobras⁸ indicam que os dois países devem apresentar, considerando o período 2006-2013, uma taxa de crescimento acumulado expressiva, da ordem específica de 199% no caso canadense e 179% no caso venezuelano, (ver figura abaixo).

**Figura 15 – Expectativa de Crescimento da Produção de Petróleo Não Convencional:
Canadá e Venezuela – (milhões barris/dia)**

⁸ Idem Nota 6



Fonte: Elaboração própria a partir de informações da Petrobras⁹

A concretização desta tendência de aumento da oferta de óleo a partir de petróleo ultrapesado de areias betuminosas depende, todavia da confluência de alguns fatores, seja na Venezuela e Canadá, como também na China e Kuwait, outros países com potencial produtivo. Primeiramente, como já destacado, o preço constitui-se em variável central para viabilizar a produção de óleo não convencional, e, portanto apesar do avanço tecnológico, com conseqüente redução de custos como ressaltado, é bastante provável que a produção de óleo sintético (*syncrude*) continuará a depender da vigência de preços de petróleo em patamares bastante elevados, o que se coloca como restrição de ordem não desprezível para a viabilidade futura do negócio. Em segundo, destaca-se a dependência em relação ao gás natural, pois o processo de separação do betume e o processamento do óleo sintético demandam, além de água, grandes quantidades de gás natural. Isto configura uma relação de dependência em relação ao movimento dos preços do gás, adicionando mais uma variável que pode comprometer a viabilidade futura deste tipo de atividade. Por fim, porém não menos importante, as questões ambientais assumem considerável relevância, pois a produção e o processamento de óleos não convencionais ocasionam efeitos deletérios em relação à poluição do ar, desperdício de água, e devastação das superfícies. Contornar estas questões demanda aumento de custos o que pode, assim como os fatores anteriores, vir a limitar, ou ao menos prejudicar, a viabilidade econômica deste tipo de exploração.

1.3 - Organização de mercado

No exame dos fatores que influenciam – ou refletem – o processo de investimento no setor petrolífero a nível mundial, cabe examinar alguns aspectos relevantes referentes à

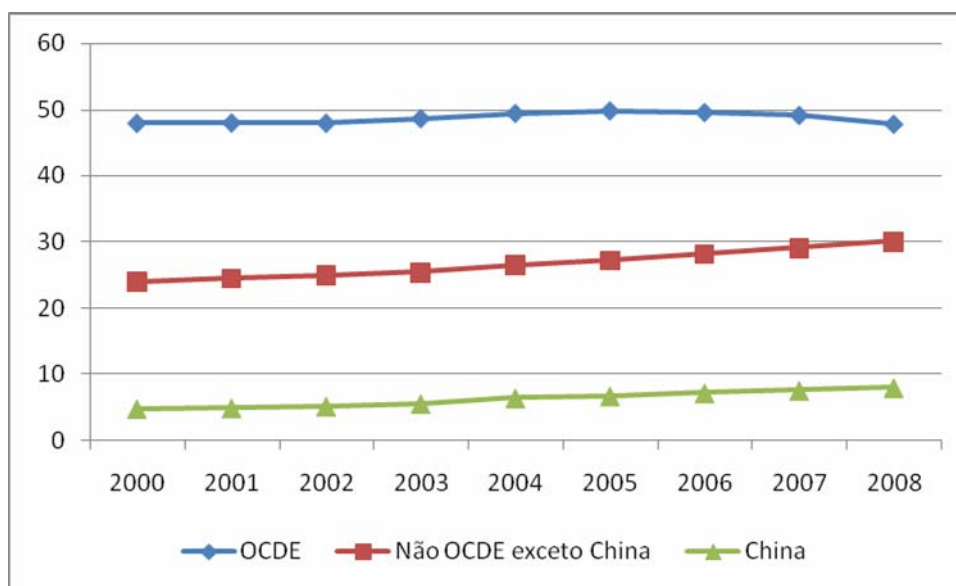
⁹ Idem Nota 6

dinâmica produtiva nos segmentos de upstream e downstream. Ainda que as dinâmicas produtivas e concorrenciais de tais segmentos sejam inter-relacionadas em alguma medida, elas devem ser analisadas separadamente, de modo a facilitar a identificação isolada dos fatores que condicionam, positiva ou negativamente, os investimentos no setor.

No que tange ao segmento de upstream, dois aspectos devem ser examinados: i) ajuste entre oferta e demanda petrolífera mundial; e, ii) movimento recente de aumento de preços de petróleo.

O ajuste entre oferta e demanda de petróleo a nível mundial vem apresentando clara tendência de “aperto”, ao longo dos últimos anos (Figura 16); enquanto a demanda vem se expandindo a uma taxa média anual de 1,26% no período 2000 – 2008, a oferta aumenta a uma taxa de 1,04% anuais. Dois grandes fatores podem ajudar a compreender este descompasso: o ritmo acelerado de crescimento da demanda e a dificuldade de expansão da oferta .

Figura 16 - Balanço entre Oferta e Demanda Mundial de Petróleo.
(em milhões barris/dia): 2000-2008*



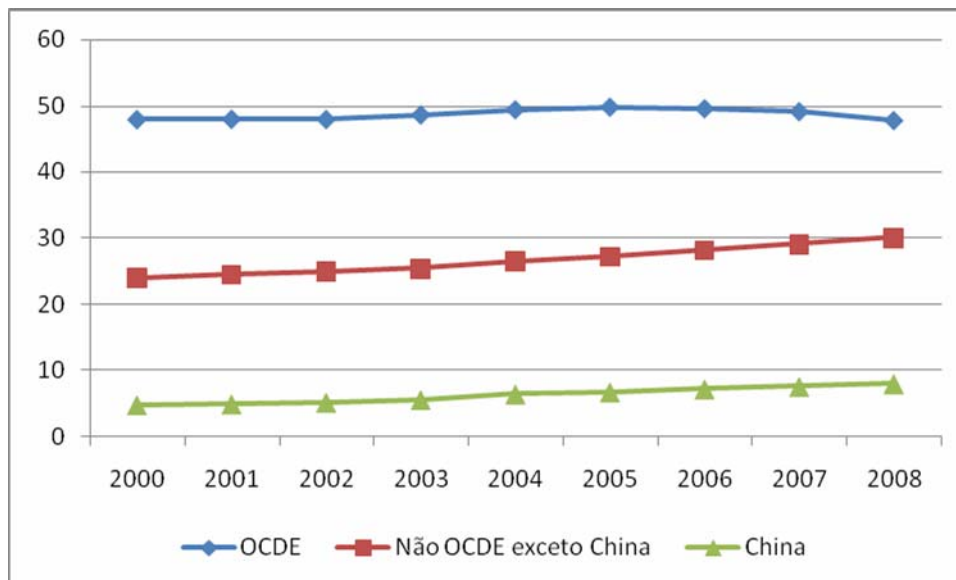
Nota: *Valores previstos para 2008

Fonte: DOE (2008a)

Pelo lado da demanda, o que se observa nos últimos anos é a tendência de crescimento puxado pelos países Não-OCDE, destacando-se aí o comportamento da China. Enquanto os países da OCDE reduziram seu consumo num ritmo anual de 0,03%, os países Não-OCDE (descontando a China) expandiram a demanda em 2,55% a.a, e a China aumentou seu consumo em 5,84% anuais. Destaca-se, neste último caso, que o consumo chinês de

óleo é predominantemente baseado em importações, uma vez que, em média, cerca de 43% do consumo petrolífero do país é atendido por compras no exterior.

Figura 17 - Demanda Mundial de Petróleo (em milhões barris/dia): 2000-2008*

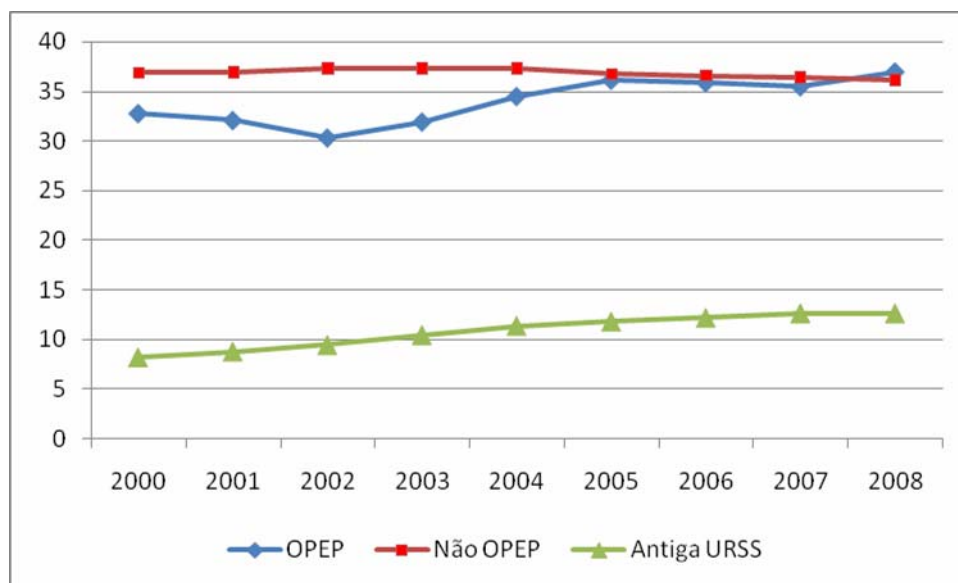


Nota: *Valores previstos para 2008

Fonte: DOE (2008a)

Pelo lado da oferta, a região produtora da Antiga União Soviética conseguiu imprimir um ritmo de expansão bastante superior ao da demanda, de 4,9% a.a. A OPEP, por sua vez, vem aumentando a sua oferta em compasso bastante próximo ao observado no consumo, 1,34% a.a. O destaque (negativo) fica por conta do ritmo de queda na produção Não OPEP, de -0,23% a.a, indicando ser esta a fonte eminente de dificuldade de expansão da oferta.

Figura 18 - Oferta Mundial de Petróleo (em milhões barris/dia): 2000-2008*



*Valores previstos para 2008

Fonte: DOE(2008a)

O comportamento da oferta OPEP, ainda que em média siga o ritmo de expansão da demanda, está obviamente associado às opções estratégicas do cartel de manipular suas capacidades produtivas para, sempre que possível, influenciar os preços do petróleo. O que se questiona, a este respeito, é a viabilidade futura do referido grupo de países de tornar efetivo o uso estratégico da sua capacidade excedente de produção. Como se verifica, a utilização da capacidade produtiva deste grupo de países vem aumentando, indicando que mesmo para a Arábia Saudita, o “espaço” de manobra para manipulação estratégica da produção frente à variação de preços parece diminuir ao longo do tempo. Com isso, a princípio, poder-se-ia imaginar uma redução da influência efetiva da OPEP sobre a definição estratégica de oferta de petróleo. Os eventos recentes de cortes da produção por parte da instituição e a não resposta dos preços corroboram esta percepção¹⁰. Todavia, há de se considerar também as perspectivas de expansão da capacidade produtiva deste grupo de países. Estimativas apresentadas em DOE (2008c) recentemente indicam um aumento desta capacidade produtiva da ordem de 4 milhões de barris diários, o que, associada à previsão de redução da demanda de óleo produzido neste grupo de países, pode vir a implicar em aumento da capacidade ociosa num futuro próximo. Se tal fator vai se refletir em uma possível recuperação do poder do cartel na determinação de preços dependerá da recuperação da dinâmica econômica mundial.

¹⁰ No dia 17/12/08, em reunião realizada em Oran, na Argélia, a OPEP decidiu promover um corte na sua produção petrolífera da ordem de 2,2 milhões de barris/dia. Apesar mercado já esperar uma redução por parte da organização, foi surpreendente a magnitude do corte, tendo sido a maior da história da OPEP, desde sua fundação nos anos 60. Em nota, a OPEP considerou a medida como sendo complementar ao corte anterior de 2 milhões de barris diários, anunciados em setembro deste ano. Com isso, a partir de janeiro de 2009, a produção terá redução total de 4,2 milhões de barris/dia. Os preços, todavia, não reagiram as perspectivas de redução da oferta. Os dois anúncios de cortes não foram suficientes para interromper a queda acentuada dos preços: os valores referentes a cotação diária do Brent passaram de 103,88US\$ em 3/09/08 para 38 US\$ em 18/12/2008.

**Figura 19 - Capacidade Ociosa de Produção de Petróleo pelos Países OPEP.
(em milhões barris/dia).**

	2007				2008		
	1.º Trim	2.º Trim	3.º Trim	4.º Trim	1.º Trim	2.º Trim	3.º Trim
Argélia	0,03	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Angola	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Equador	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Indonésia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Irã	0,05	0,05	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Iraque	0,00	0,00	0,02	0,02	0,05	0,02	0,00
Kuwait	0,17	0,18	0,12	0,08	0,02	0,00	0,00
Líbia	0,02	0,02	0,00	0,00	0,05	0,05	-0,01
Nigéria	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Qatar	0,03	0,03	0,00	0,01	0,03	0,06	0,11
Arábia Saudita	1,85	1,90	1,83	1,53	1,40	1,48	1,23
Emirados Árabes	0,11	0,10	0,05	0,02	0,00	0,00	0,00
Venezuela	0,09	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total OPEP	2,35	2,34	2,09	1,66	1,55	1,61	1,33

Fonte: DOE (2008b)

O desempenho negativo da oferta Não-OPEP está naturalmente associado à dificuldade de expansão da capacidade produtiva deste grupo de países. Alguns fatores podem ser apontados para explicar este ponto. Embora se reconheça a relevância daqueles de ordem conjuntural – associados, por exemplo, a eventos isolados como fenômenos climáticos e greves de trabalhadores em importantes plataformas – é a combinação dos aspectos relacionados às restrições tecnológica e geológica que vem dificultando a expansão da capacidade produtiva Não-OPEP.

Em particular, a tendência de exploração de áreas geológicas desfavoráveis - como no Golfo do México, águas profundas (e ultra-profundas) no Brasil, depósitos de areia betuminosa no Canadá, Oeste da África e Sibéria, entre outros – e o conseqüente aumento da complexidade dos projetos produtivos a ela associados, exige o uso de tecnologias ainda imaturas e o gerenciamento subsequente de custos crescentes de exploração e desenvolvimento (conforme evidenciado na Figura 5). É notório que o aumento dos custos de produção petrolífera se explique *também* pela escassez de fatores produtivos (como sondas, e mão de obra especializada de engenharia, como já destacado na Seção 1.1) relacionada à crescente atividade de perfuração estimulada pela tendência de preços elevados nos últimos anos. Todavia, esta parcela do aumento dos custos embute algum grau de incerteza, podendo não ser permanente, devendo se normalizar à medida que a

oferta dos fatores produtivos se ajuste a demanda¹¹. Por outro lado, a parcela da elevação dos custos devido à maior complexidade tecnológica tende a perdurar por mais tempo.

Deste modo, é então pela conjunção dos fatores tecnológicos e geológicos que se pode explicar porque, mesmo num contexto de crescente preço de petróleo, os também crescentes investimentos em E&P - por exemplo das grandes empresas privadas, conforme visto na Figura 6 - não se traduziram em efetivo aumento da produção. Em específico, o fato é que o aumento dos custos decorrentes dos referidos fatores tende a aumentar o tempo a partir do qual o investimento se traduz em efetiva produção. Evidência deste fenômeno é dada a partir de recente estudo do FMI (2008) - que, baseado no exame de dados de 150 projetos de investimento de empresas petrolífera (privadas ou estatais, porém não pertencentes aos países da OPEP) entre 2003 e 2007, constatou que o lag de tempo entre o início do investimento e a efetiva produção vem aumentando em mais de 100% em relação ao que se observava em projetos tradicionais.

Com base ainda em FMI (2008), vale ressaltar também que estas rigidezes tecnológica e geológica integram um quadro mais amplo de piora das condições de operação das empresas da região Não OPEP, conforme mostra a figura a seguir.

Figura 20 - Variáveis Chave do Mercado Petrolífero em Duas Fases

Fatores relacionados a demanda	1977-80	2004-06
Ritmo de crescimento da capacidade produtiva	2,5%	1,6%
Participação na produção total pelas sete maiores empresas privadas	21%	15%
Participação do óleo não convencional* na produção total de petróleo	93%	52%
Participação na produção total pelos países da OCDE	61%	38%
Observação:		
Intensidade petrolífera na OCDE (<i>milhares de barris de óleo consumido por dia como razão do PIB</i>)	1,07	0,57

*Petróleo não convencional entendido como petróleo offshore, petróleo da Sibéria e areia betuminosa

Fonte: FMI (2008)

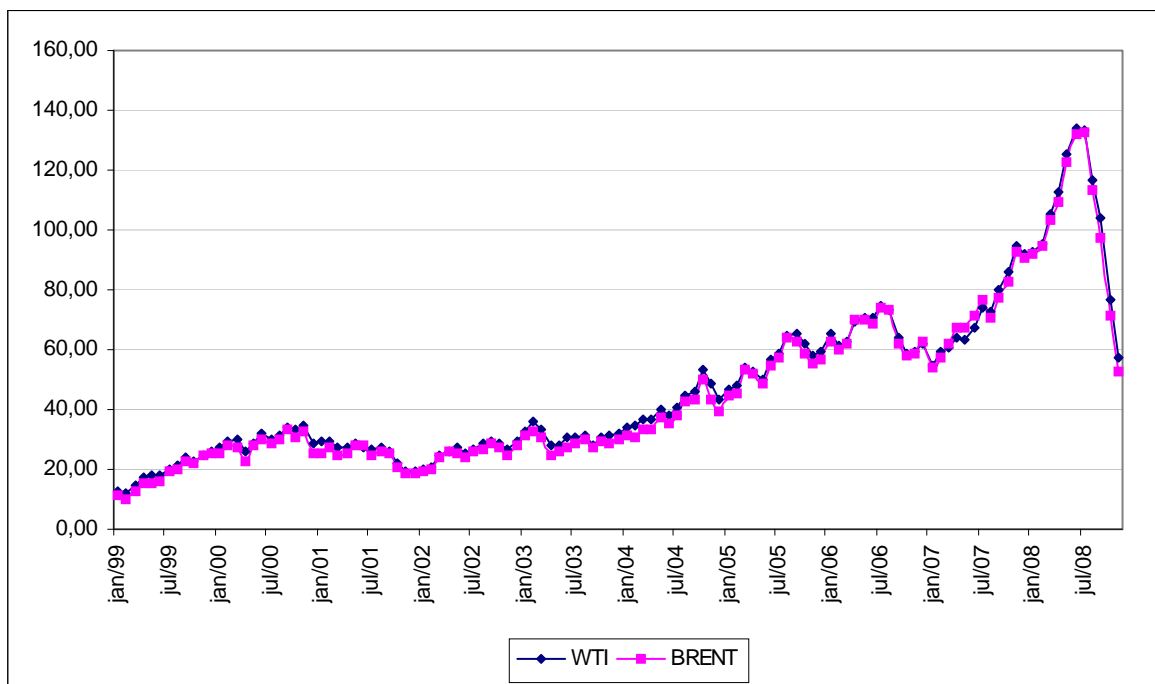
A já relatada dificuldade, sobretudo dos países Não-OPEP, em expandir a capacidade produtiva - dadas as, provavelmente, duradouras rigidezes tecnológica e geológica - traz como consequência não somente a limitação à expansão da oferta, mas também a elevação dos preços, como vem se observando nos últimos anos (ver figura abaixo).

Todavia, existem ainda outros fatores que podem ajudar a explicar esta tendência altista. No grupo dos aspectos de ordem estrutural, é possível apontar a já notória baixa

¹¹ Segundo levantamento apresentado em AIE (2008), já é evidente o movimento de aumento de oferta futura de equipamentos para exploração, por exemplo. Cerca de 160 sondas offshore estavam em construção em meados de 2008, número superior aos 140 em 2007 e menos de 20 em 2004. Previsões apresentados em AIE (2008) indicam, inclusive, perspectivas acerca da estabilização dos custos de operação no segmento upstream em 2009, em virtude da consolidação de uma tendência recente de uso de sondas com tecnologias mais eficientes (as do tipo “rotary steerable systems”), o que implica uma redução substancial do número de dias necessários para perfurar um poço.

elasticidade-preço da demanda, o que torna qualquer variação da oferta, mesmo inesperada e pequena, apta a causar significativa variação dos preços. A este respeito, vale ressaltar que este comportamento estrutural da inelasticidade da demanda vem sendo, nos últimos anos, fortalecido, tendo em vista as políticas macroeconômicas, sobretudo dos países emergentes e em desenvolvimento, de amortecer o repasse das variações dos preços do petróleo aos preços internos de derivados em virtude de políticas de controle da inflação.

Figura 21 – Preços Internacionais do Petróleo no mercado Spot (US\$/barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do DOE¹²

No grupo dos fatores conjunturais, várias observações podem ser feitas. Primeiramente, a desvalorização do dólar nos últimos anos exerce pressão de alta sobre os preços de muitas formas. Sendo o petróleo cotado em dólar, uma depreciação da moeda estadunidense torna o petróleo mais barato em regiões de consumo não dolarizadas, pressionando assim a demanda. Uma queda no dólar reduz a rentabilidade de ativos cotados na referida moeda, o que tende a tornar as commodities, como o petróleo, aplicações mais atrativas. Além disso, conforme ressaltado em FMI (2008), uma depreciação do dólar tende a elevar as pressões inflacionárias nos Estados Unidos estimulando os investidores a se “moverem” para ativos reais, como as commodities, de modo a se protegerem da inflação. Uma análise empírica realizada no mesmo estudo indica que um percentual de depreciação do dólar eleva o preço do petróleo (em dólar) em mais de um ponto percentual.

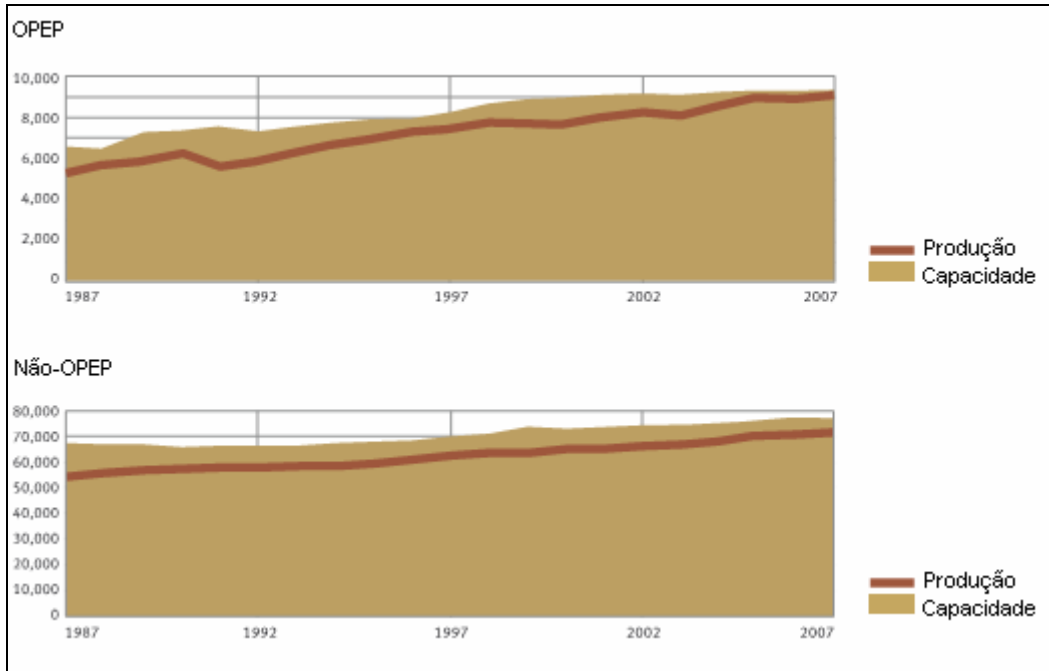
¹² Dados disponíveis em www.eia.doe.gov

O segundo fator conjuntural relevante é a tendência de redução das taxas de juros internas, mesmo antes do início da recente crise econômica dos EUA em 2008. Taxas de juros básicas menores tendem a reduzir os custos de manutenção de estoques e podem induzir mudanças do mercado de ativos financeiros para ativos reais, como é o caso do petróleo.

O terceiro fator de ordem conjuntural se refere ao fato de que, em resposta ao crescimento da demanda, verificou-se um aumento do uso da capacidade instalada de processamento de petróleo nos últimos anos, sobretudo nos países da OPEP (ver figura abaixo). Este quadro de desajuste reflete a volatilidade das margens de refino, sobretudo nos últimos anos (ver Figura 23), o que tende a intimidar a construção de novas refinarias. Como efeito disso, e associado também à dificuldade de obtenção de licenças ambientais cada vez mais rigorosas, observou-se uma redução do número de refinarias. O caso dos EUA é emblemático neste sentido: o número de refinarias no país vem diminuindo continuamente nas últimas décadas, tendo passado de 205, em 1990, para 150, em 2007, segundo o DOE.

Neste contexto, a solução encontrada para elevar a capacidade produtiva até então foi a realização de investimentos em modernização/flexibilização, destinadas a aumentar não somente o rendimento do processamento, mas também o perfil qualitativo deste, uma vez que a participação do óleo pesado no mix a ser refinado vem aumentando assim como a necessidade de produzir derivados mais leves e médios em resposta ao perfil de demanda. Todavia, as perspectivas futuras de expansão da capacidade produtiva apontam para a opção de construção de novas unidades, dado o esgotamento da possibilidade de flexibilização do parque de refino mundial. O desafio a ser superado, nesta direção, são os custos crescentes: dados da OPEP (2008) indicam uma elevação dos custos de construção de refinaria da ordem de 70% desde 2000. A viabilidade de construção de novas refinarias e a conseqüente expansão da capacidade produtiva neste cenário de custos maiores será determinante para que o refino deixe de constituir um elemento de pressão sobre os preços petrolíferos.

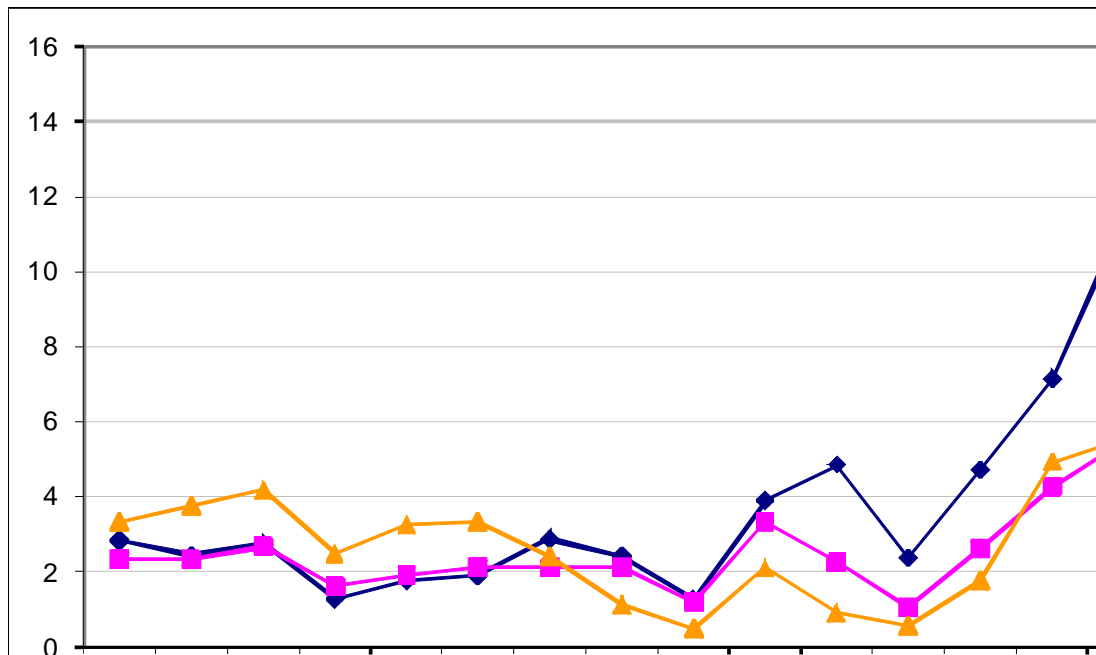
**Figura 22 - Produção de produtos refinados versus a capacidade de refino, 1987-2007
(1.000 b/d)**



Fonte: OPEP (2007)

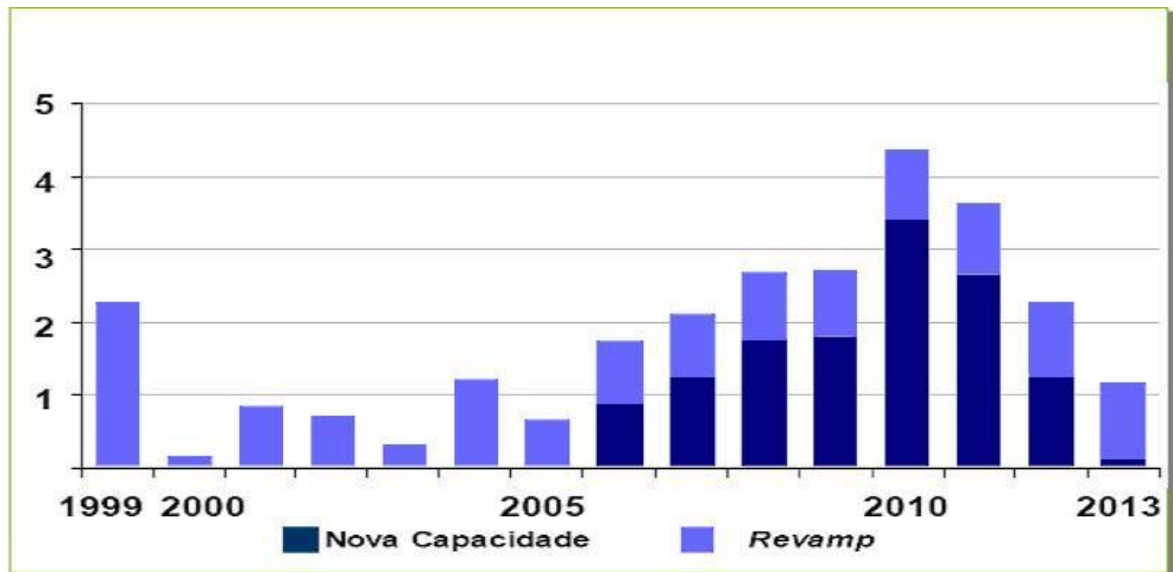
Figura 23 – Margens de Refino Regionais (US\$/barril)¹³

¹³ Nota: As margens são calculadas para os três centros de referência: Costa do Golfo Americano, Roterdã e Cingapura. São calculadas com base em um petróleo representativo de cada região em rendimentos de produtos otimizados obtidos em uma refinaria, cuja configuração também é representativa de cada região. São margens calculadas descontando-se os custos variáveis e os custos de energia da refinaria.



Fonte: BP(2008)

Figura 24 – Expansão Estimada da Capacidade Instalada de Refino – 1999-2013 (milhões de barris/dia)



Fonte: Morgan Stanley Research

A queda recente dos preços de petróleo, na segunda metade de 2008 (ver Figura 21) poderia, a princípio, levantar algumas suspeitas a respeito de uma possível inversão de tendência altista nos últimos anos. Alguns fatores são facilmente identificados como causadores deste processo recente: indícios de um contínuo declínio na economia dos EUA; perspectivas de baixo crescimento para as maiores economias desenvolvidas num futuro próximo; e aumento da produção da OPEP (sobretudo da Arábia Saudita). Estes

fatores, quando tomados em conjunto parecem proporcionar uma redução do “aperto” no balanceamento da demanda e oferta de óleo no mundo, o que tende a favorecer a queda dos preços num prazo mais curto. Todavia, não parece que estes fatores venham alterar a dificuldade de expansão da oferta, o que indica que, muito provavelmente, os preços num futuro próximo – e enquanto perdurar a situação de retração econômica mundial – devam se situar acima do nível vigente no período anterior ao “boom” (i.e, em 2002) e sujeitos a uma volatilidade não desprezível.

1.4 – Questões-Chave

Tendo examinado os condicionantes – em todas as suas dimensões - presentes na definição da dinâmica do processo de investimento da indústria petrolífera mundial, é possível apontar algumas questões-chave essenciais para o futuro da indústria.

As questões-chave então colocadas para o processo de investimento na indústria petrolífera brasileira estão divididas em cinco blocos a seguir:

- a. *Viabilidade e disponibilidade do acesso às reservas provadas de petróleo*
- b. *Dinâmica tecnológica e exploração de petróleo não convencional*
- c. *Perfil dos investimentos na área de refino (flexibilização x greenfield)*

2. Dinâmica de Investimento no Brasil

Nesta segunda parte do trabalho, adota-se o mesmo procedimento utilizado no exame da dinâmica global de investimento de forma a examinar a dinâmica da competição na indústria petrolífera brasileira, incluindo as tendências de investimentos no setor. Como será visto adiante, a descoberta recente dos campos de petróleo no pré-sal assumem o condão de delimitar as novas condições de competição e evolução da indústria petrolífera no Brasil, influenciando, assim, a dinâmica de investimentos no setor. Novamente, como meio de operacionalizar esta análise, são considerados alguns determinantes que influenciam diretamente o processo de investimento na cadeia petrolífera, quais sejam: recursos naturais; tecnologia; organização de mercado e ambiente institucional.

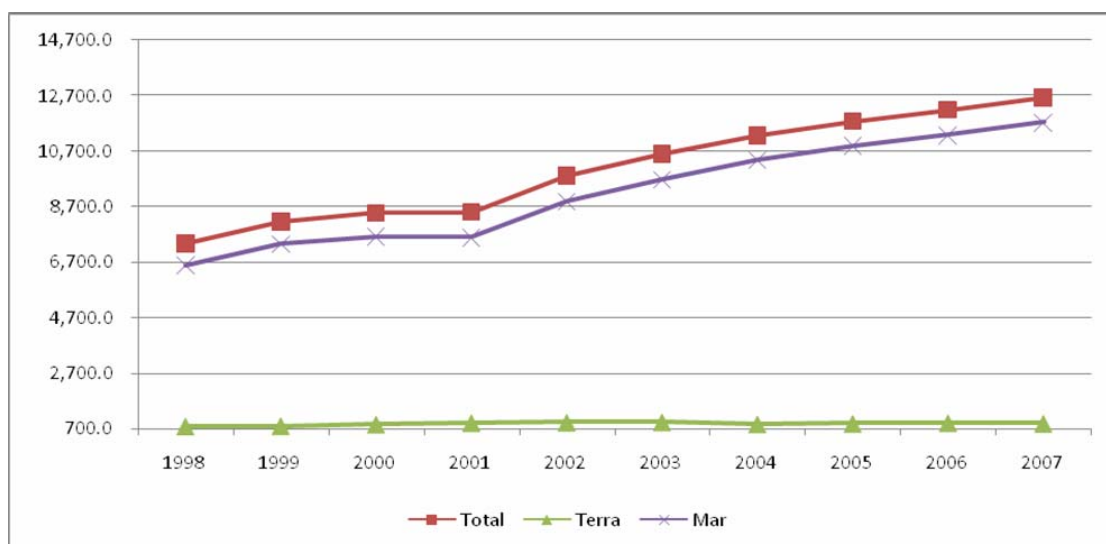
a. Recursos Naturais: Evolução Recente do Ritmo Exploratório e as Novas Descobertas do Pré-Sal.

No que tange aos recursos naturais, três aspectos principais devem ser examinados: a evolução dos indicadores Reservas Provadas/Reservas Totais (RP/RT) e Reserva/Produção (R/P) do país e o Índice de Reposição de Reservas (IRR) da Petrobras nos últimos anos. O objetivo é mapear a tendência de produção e esgotamento das reservas até então em curso.

De acordo com dados da ANP (2008), as reservas provadas de petróleo no Brasil vêm aumentando de forma sistemática nos últimos anos. Entre 1998 e 2007, a taxa de crescimento foi de 6,18% a.a tendo alcançado, em 2007, 12.623,9 bilhões de barris. Deste total de reservas provadas, 92,9% estão localizadas no mar, evidenciando a já notória vocação pela produção offshore da indústria petrolífera brasileira. Destas reservas

offshore, o estado do Rio de Janeiro concentra 80,62% sendo seguido pelo Espírito Santo, que detém 10,11%. Das reservas provadas onshore, os destaques são os estados do Rio Grande do Norte com uma reserva provada de 264,6 milhões de barris, Sergipe com 231 milhões de barris, e a Bahia com 216,1 milhões de barris.

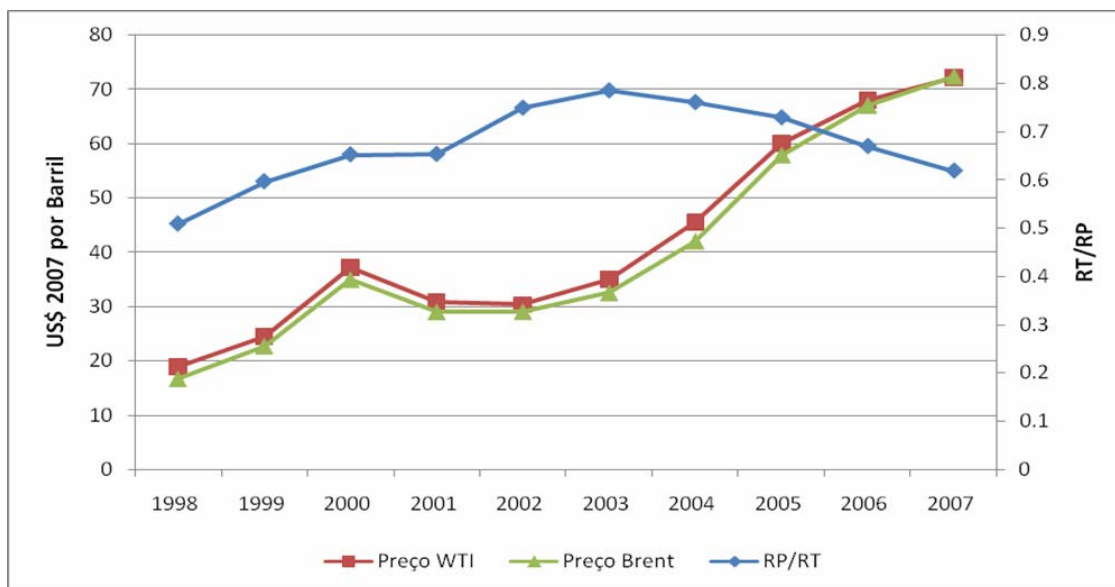
Figura 25 – Evolução das Reservas Provadas por Localização (Milhões de Barris)



Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP (2008)

Quando se observa a evolução da razão entre reservas provadas e reservas totais (RP/RT) - que mede a proporção de reservas que são economicamente recuperáveis com as condições atuais de tecnologia e preço - verifica-se que no país em 2007, de acordo com dados também da ANP, cerca de 61,9% das reservas eram consideradas economicamente recuperáveis. O exame da evolução deste indicador, ao longo dos últimos anos, torna-se mais interessante se considerado, em conjunto, com a evolução do preço spot do petróleo. Espera-se que a preços mais elevados a razão RP/RT também se eleve, posto que a comprovação da recuperação do óleo se tornaria mais interessante do ponto de vista econômico e seria mais facilmente financiada. No caso brasileiro, observa-se que a proporção das reservas totais que são economicamente passíveis de recuperação vem se reduzindo desde 2003, ainda que os preços venham se elevando de forma sistemática. Uma provável explicação para este comportamento é a natureza do óleo que se vem adicionando ao estoque das reservas brasileiras. À medida que a fronteira exploratória no país caminha para áreas de exploração ultra-profundas, os custos associados e os desafios tecnológicos a serem superados tendem a se elevar, indicando que a exploração e desenvolvimento destes campos estão associados a um patamar de preços mais elevado.

Figura 26 – Evolução da Razão RP/RT e dos Preços do Petróleo WTI e Brent (\$2007 por barril)



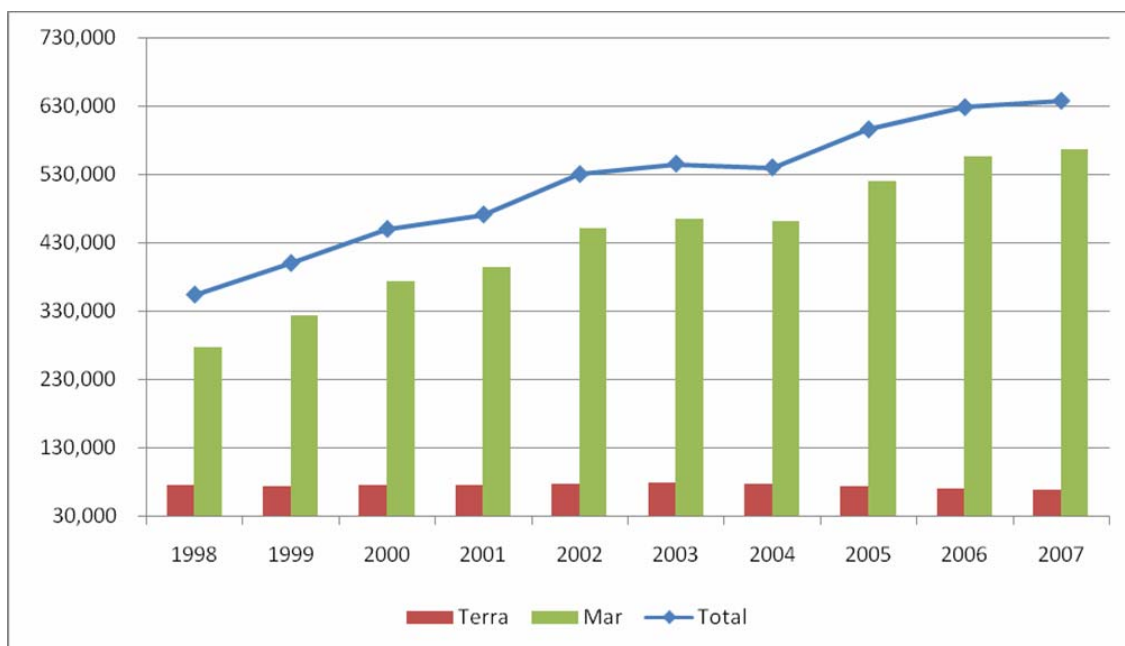
Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP (2008) e BP (2008)

A exemplo do ocorrido com as reservas provadas, observa-se também um aumento na produção nacional de petróleo - com ritmo de expansão de 6,74% a.a no período 1998-2007 – o que se explica, sobretudo, pela variação expressiva da produção offshore. O petróleo aqui produzido é classificado como pesado, abaixo de 22º grau API, com teor de enxofre intermediário¹⁴ e ácido¹⁵. Este tipo de óleo recebe o nome de Marlim (Machado, 2008), pois corresponde a composição principal da mistura de petróleo que tem estas características e é comercializado no mercado internacional.

Figura 27 – Produção Nacional de Petróleo (Mil Barris)

¹⁴ Teor de enxofre entre 0,7% e 0,8%

¹⁵ TAN, *Total Number Acid*, de 1,26 mg KOH/g. Para comparar, o petróleo tipo Brent, que corresponde hoje a uma mistura de petróleo (Brent-Forties-Oseberg), tem as seguintes características: leve (39º API) e doce (0,45% de teor de enxofre)



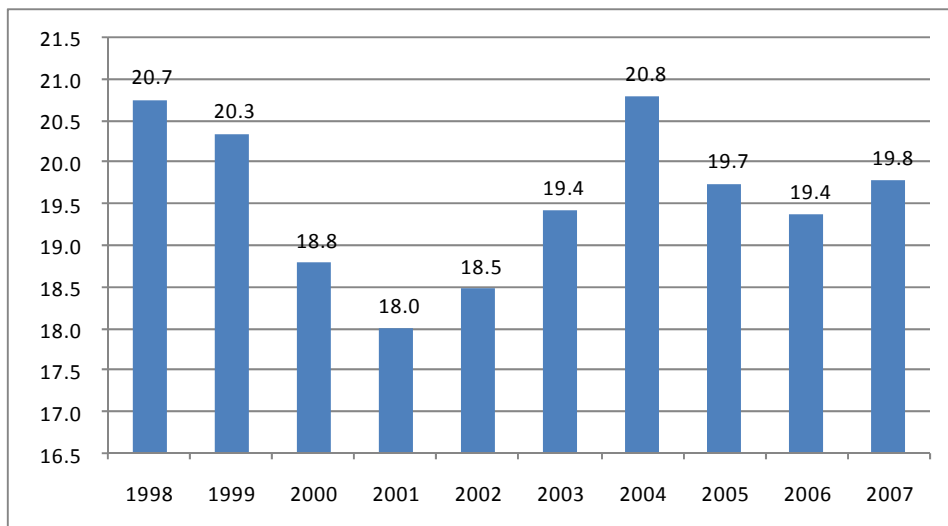
Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP (2008)

A sustentabilidade deste ritmo de produção pode ser analisada se considerado o indicador R/P, (razão entre reservas provadas e produção), que mede em quantos anos um determinado volume de reservas seria esgotado, caso fosse mantido o nível de produção observado no período corrente. Verifica-se que, apesar da queda observada no triênio 1998-2000, a partir de 2001, a longevidade das reservas de petróleo nacional vem se elevando de forma sistemática, tendo alcançado o valor de 19,8 anos em 2007.

Também ilustrativa é a observação do Índice de Reposição de Reservas da Petrobras, que mede a relação entre o volume de reservas incorporadas no ano e o volume de petróleo produzido no mesmo ano. A série de valores da Figura 29, que utiliza a metodologia SPE ¹⁶, mostra que nos últimos anos tal indicador manteve-se sempre acima dos 100%, sugerindo que para cada barril de óleo equivalente (boe) produzido foram acrescentados 1,236 barris às reservas.

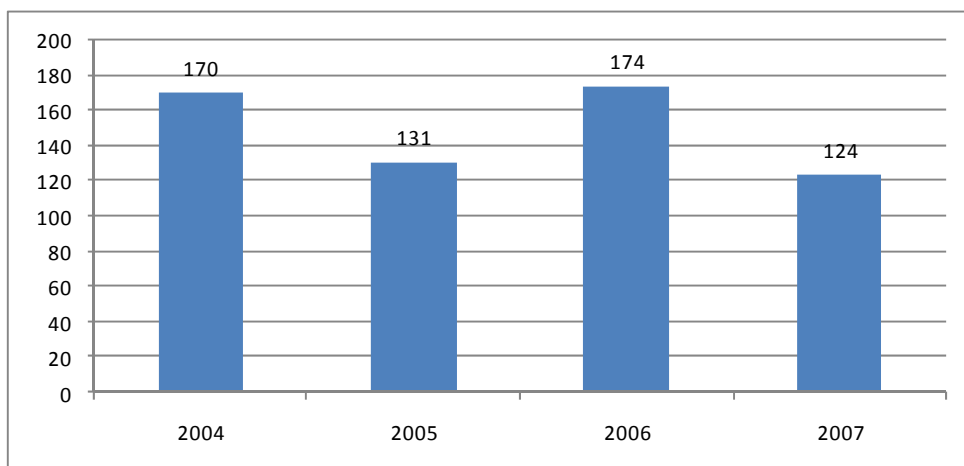
Figura 28 – Evolução do indicador R/P

¹⁶ De acordo com a SPE, “reservas são aquelas quantidades de petróleo que se espera ser comercialmente recuperada de reservatórios conhecidos, até uma determinada data futura”. Ou seja, todo aquele petróleo que pode ser extraído, processado e comercializado, gerando receita para a companhia.



Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP (2008)

Figura 29 – Índice de Reposição de Reservas (%)



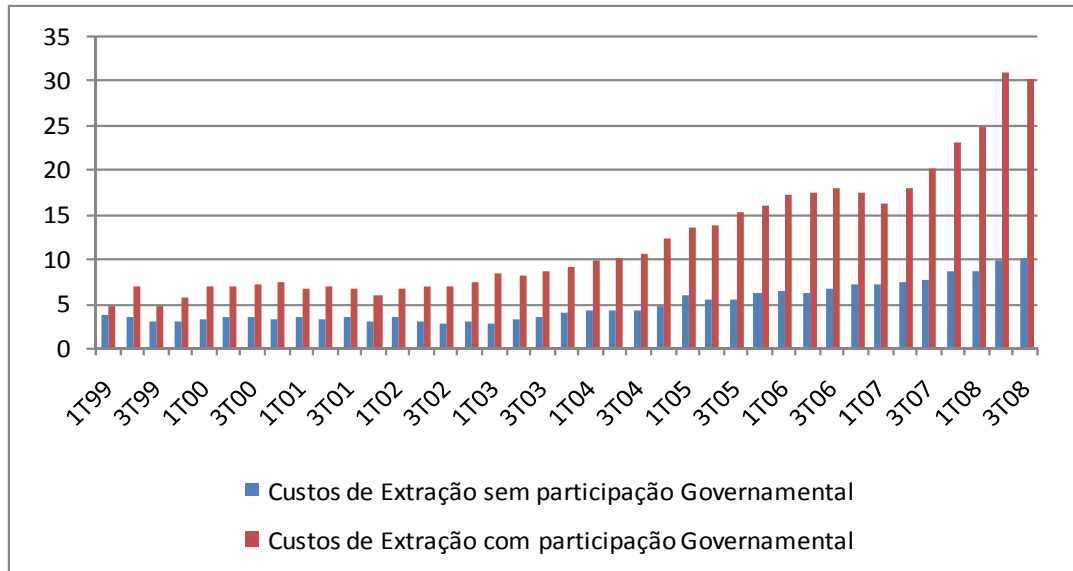
Fonte: Petrobras (2008)

Outro ponto importante que influencia diretamente a capacidade sustentada de produção de petróleo é o custo de extração, o qual está intimamente associado a fatores como: a qualidade do óleo cru; localização geográfica do campo; e grau de desenvolvimento do mesmo (EPE (2007)). No caso brasileiro, assumindo os dados da Petrobras como referência, verifica-se claramente um aumento dos custos, sem considerar as participações governamentais¹⁷. Tais custos mais do que dobraram nos últimos cinco anos (os valores do terceiro trimestre variaram de 3,42 US\$/barril em 2003 para 10,42 US\$/barril, em 2008), refletindo não somente um cenário de escassez de equipamentos e serviços, como já relatado com relação ao cenário mundial do setor,

¹⁷ As participações governamentais respondem pela soma dos seguintes tributos: bônus de assinatura, royalties, participação especial e pagamento pela retenção ou ocupação da área. Todos estes tributos serão apresentados e melhor discutidos na Seção 2.4.2.

como também a expansão da fronteira petrolífera em direção a áreas mais inóspitas, leia-se, no caso brasileiro, a exploração *offshore* em profundidades cada vez maiores.

Figura 30– Evolução dos Custos de Extração no Brasil (US\$ por Barril)

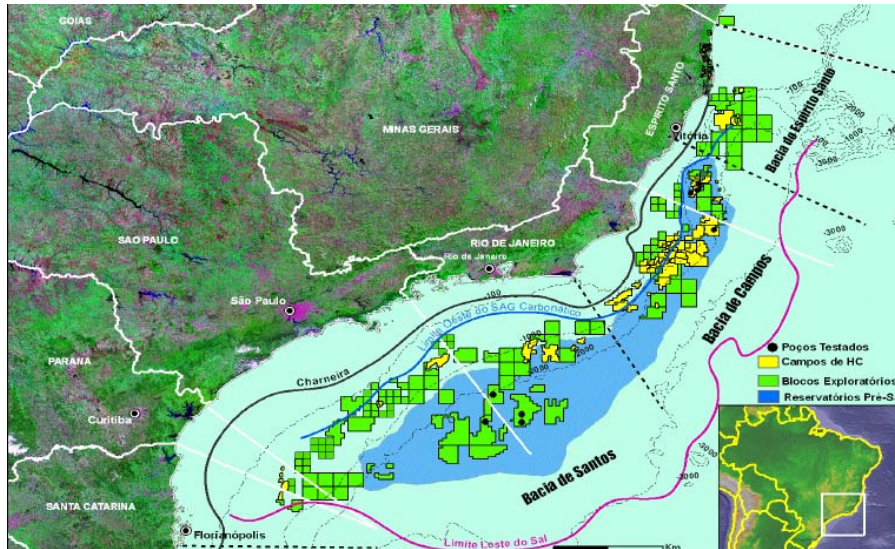


Fonte: Elaboração Própria a partir da Petrobras

Neste contexto de discussão a respeito das reservas de óleo e da capacidade e sustentabilidade de produção petrolífera no país, um aspecto recente merece destaque pelo seu enorme potencial em definir novos horizontes para a indústria: a descoberta da província petrolífera do pré-sal.

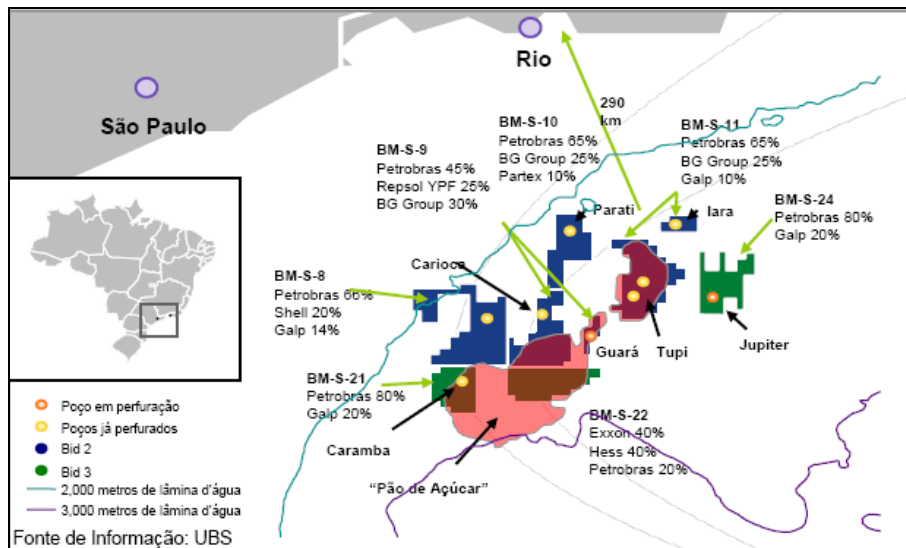
Tal província possui cerca de 800 quilômetros de extensão e 200 quilômetros de largura, e se distribui pelas bacias do Sul e Sudeste do Brasil incluindo as Bacias de Campos, Santos, Espírito Santo e compreende desde o litoral do Espírito Santo até o norte de Santa Catarina (conforme figura a seguir). Dos cerca de 120.000 km² de área, 41.000 km² já foram concedidos, dentre os quais a Petrobras está presente em 38.000 km², restando assim 71.000 km² a serem licitados.

Figura 31– Província do Pré-Sal



As sucessivas descobertas realizadas no interior da área licitada vêm contribuindo para a definição de um cenário bastante promissor quanto à posse de reservas de petróleo e gás, tanto para a Petrobras, quanto para outras empresas que ingressaram nesta jornada em associação com a empresa brasileira, como Exxon, Repsol YPF, BG, Galp e Hess (ver figura abaixo).

Figura 32– Descobertas do Pré-Sal



A primeira descoberta data de novembro de 2007, quando então a Petrobras, como operadora – numa *joint venture* formada junto a BG e a Galp Energia - anunciou a finalização de testes de formação no campo de Tupi, na Bacia de Santos, tendo sido estimadas reservas recuperáveis da ordem entre 5 a 8 bilhões de boe com qualidade média (28 a 30 graus API). Após isto, outras descobertas vieram a reforçar a perspectiva de existência de gigantescas reservas: os campos de Júpiter, ainda sem estimativas de

reservas; Iara - com reservas estimadas de 3 a 4 bilhões de barris de boe – Carioca; Bem-Te-Vi; Parati; Guará, e mais recentemente, Parque das Baleias.

Ainda que os dados sobre estas descobertas sejam preliminares tanto em relação à verdadeira quantidade das reservas dispostas numa área tão extensa quanto sobre o comportamento dinâmico dos reservatórios, já é possível afirmar que a indústria petrolífera nacional está diante do início de uma nova fase de expansão. Apesar das incertezas, a própria ANP e opiniões de mercado estimam a posse de até 140 bilhões de boe. Apenas para situar esta estimativa, somente o campo de Tupi, com reservas prováveis entre 5 e 8 bilhões de boe, situa-se como sendo o dobro do campo de Roncador, na Bacia de Campos, que é, atualmente, o maior campo desenvolvido no país.

Neste sentido, o Brasil pode vir a se colocar como um *player* de grande peso no cenário internacional de produção petrolífera. De qualquer forma, há de se destacar que mesmo antes da produção oriunda das descobertas da província do pré-sal se tornar efetiva, são previstas expectativas altamente positivas para o país. De acordo com os estudos mais recentes realizados pelo DOE (2008a) espera-se que o Brasil seja, nos próximos dois anos, um dos maiores contribuintes de petróleo fora dos países membros da OPEP. Espera-se que a produção no Brasil (incluindo etanol) aumente em 440.000 barris por dia em 2008 e em 270.000 barris em 2009. Para fins de comparação, em 2007, o crescimento foi de 120.000 barris. O aumento da produção é resultado de três projetos feitos na Bacia de Campos no final de 2007, quais sejam: Golfinho II, Roncador P-52 e Roncador P-54, que devem alcançar o pico de capacidade produtiva no final de 2008¹⁸.

2.2 – Tecnologia: Os Desafios e Incertezas para Viabilizar o Pré-Sal

Embora ainda longe de serem delimitadas, pois dependem da realização de testes de longa duração, as reservas oriundas do pré-sal assumem uma escala gigantesca frente aos parâmetros atuais. As perspectivas de incremento nas reservas petrolíferas trazidas por estas descobertas do pré-sal colocam um claro desafio tecnológico para a indústria petrolífera brasileira, em especial à Petrobras, na medida em que se faz necessário não somente acessar os hidrocarbonetos, mas, sobretudo, efetivar a sua extração a custos viáveis em termos econômicos.

Neste contexto, a exploração e produção destes recursos petrolíferos irão requerer o gerenciamento de significativos riscos, tais como a produtividade dos reservatórios, os custos envolvidos na extração, e o preço de robustez necessário para viabilizar a produção. Por esta razão, a exploração e o desenvolvimento da produção do pré-sal vão demandar imensa quantidade de recursos financeiros, humanos e tecnológicos. Esta seção trata especialmente dos aspectos tecnológicos associados a este desafio.

¹⁸ Ainda segundo o DOE, os demais países que devem contribuir para um aumento da oferta de petróleo fora da OPEP são os Estados Unidos e o Azerbaijão. Em particular, espera-se que o Brasil e os Estados Unidos contribuam com 1,2 milhões de barris por dia entre 2008 e 2009, representando metade do crescimento esperado de oferta de petróleo dos países não-OPEP para o período

As atividades de E&P na camada do pré-sal não constituem propriamente uma novidade na indústria petrolífera mundial. Nos últimos 10 anos, experiências bem sucedidas na exploração de óleo em camada do pré-sal no Golfo do México, por parte de várias empresas, indicam a relativa viabilidade em lidar com os desafios impostos por esta fronteira exploratória. Apesar deste histórico positivo da indústria a nível global, algumas particularidades dos reservatórios do pré-sal brasileiro indicam, para a indústria nacional especificamente, um contexto repleto de desafios.

Aqueles principais se reúnem em cinco áreas, sendo as suas linhas gerais elencadas abaixo¹⁹:

- Caracterização e engenharia de reservatórios: interpretação da sísmica; caracterização interna dos reservatórios; factibilidade técnica da injeção de gás e água para recuperação secundária; e geomecânica das rochas adjacentes em estágio de depleção.
- Completação e perfuração de poços: desvios de poços na zona salitre, e gerenciamento do CO₂, altamente corrosivo para os materiais.
- Engenharia submarina: qualificação dos *risers* (tubulações flexíveis que levam petróleo e gás do poço às plataformas) para operação em profundidade de 2.200 metros, considerando o CO₂ e a elevada pressão.
- Unidades flutuantes de produção: ancoramento das unidades considerando profundidade de 2.200 metros, e conexões com o sistema de *risers*
- Logística para o gás associado: desenvolvimento de materiais para equipamentos expostos a fluxos gasíferos com elevadas concentrações de CO₂, e de dutos com mais de 18" em profundidade de 2.200 metros

Todos estes desafios extremamente técnicos acabam delineando duas grandes diretrizes de mudanças para a indústria petrolífera nacional: i) a necessidade de não somente adaptar as tecnologias já estabelecidas e consagradas como também procurar soluções inovadoras; e ii) a importância de aproveitar a oportunidade definida pelos referidos desafios para fomentar o desenvolvimento da indústria para-petrolífera brasileira.

Para alcançar a primeira das metas, a base de conhecimento existente assume considerável relevância. O sistema tecnológico da Petrobras, coordenado pelo Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello, o CENPES, teve participação importante no processo que levou à consolidação do conhecimento tecnológico da empresa, tendo contribuído, neste sentido, para a própria descoberta de petróleo e gás natural na camada pré-sal em 2007. Nos últimos anos, a estratégia de desenvolvimento tecnológico da Petrobras, consubstanciada através do CENPES, assumiu quatro objetivos principais: aumento da capacitação tecnológica para a produção em águas profundas e ultraprofundas; aumento da recuperação de petróleo nas jazidas já descobertas; novas tecnologias de refino para adequar a produção de derivados tanto aos petróleos

¹⁹ Apresentação Petrobras disponível em: http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/RioOilGas_2008_Formigli.pdf

disponíveis no país quanto às características de seu consumo; e tecnologias de novas fontes de energia.

Graças à perseguição destes objetivos, a Petrobras conseguiu alcançar a liderança na exploração de petróleo em alto mar, com poços comerciais com profundidade de 1.800 metros de lâmina d'água. A exploração da área do pré-sal exige, todavia, maior ousadia. Assim, tendo passado pelas fases de descoberta, quando então os custos dos primeiros poços são excessivamente elevados²⁰, a empresa, mediante o CENPES, vem delineando um programa especialmente destinado a superação dos gargalos tecnológicos que podem entrar o desenvolvimento da produção na referida fronteira exploratória. O programa PROSAL (Programa Tecnológico para o Desenvolvimento da Produção dos Reservatórios do Pré-Sal) possui um portfólio de 23 projetos, e se ancora em três grandes áreas: construção de poços; geociência e engenharia de reservatórios.

O sucesso deste programa e a conseqüente superação dos desafios tecnológicos impostos pela exploração de petróleo no pré-sal, está intimamente associado à segunda das metas delineadas para a indústria petrolífera nacional, na medida em que delimita uma oportunidade capital para que a indústria nacional de fornecimento de bens e serviços aumente sua competitividade, criando bases para uma expansão sustentada.

A divulgação de dados recentes a respeito do planejamento de algumas das contratações de equipamentos por parte da Petrobras para o período até 2015 indica claramente a existência de uma mudança na escala de compras, em consonância com as perspectivas de expansão da produção e do consumo domésticos de petróleo (e de gás natural também). Cria-se, portanto, uma oportunidade excepcional para que o parque nacional de fornecedores se desenvolva e se consolide como supridor competitivo, inclusive em termos internacionais.

Figura 33– Demanda da Petrobras por Equipamentos Relevantes, 2008-2015

Itens	Unidade de Medida	Quantidade Total (2008~2015)
Aço Estrutural	Tonelada	1.250.000
Refrigeradores	Unidade	721
Cabos de ancoragem	Quilômetro	2.726
Árvore de Natal	Unidade	3.930
Bote Salva-Vidas	Unidade	344
Bombas	Unidade	10.264
Botes salva-vidas	Unidade	1.978
Compressores	Unidade	969
Bobinas de ventilação	Unidade	2.818
Fornos	Unidade	252
Fornos de reforma	Unidade	8
Gerador Elétrico	Unidade	439

²⁰ Dados de mercado indicam que o custo da perfuração do primeiro poço na área do pré-sal foi de US\$ 240 milhões, sendo que no pós-sal o custo por poço, chega, ao máximo, em US\$ 15 milhões. As perspectivas são de que nas próximas perfurações o custo por poço caia para US\$60 milhões.

Gruas	Unidade	220
Canos Flexíveis	Metro	7.200
Motores a diesel	Unidade	717
Motores Elétricos	Unidade	17.035
Reatores	Unidade	317
Tanques de estocagem	Unidade	2.824
Torres de Processamento	Unidade	732
Transformadores Elétricos	Unidade	1.236
Trocadores de Calor	Unidade	5.913
Tibulações	Tonelada	1.542.266
Turbinas	Unidade	441
Sondas de Produção	Unidade	36
Câmaras de pressão	Unidade	4.829

Fonte: Petrobras (2008)²¹

A competitividade é entendida como sendo “a capacidade (da empresa) de formular e implementar estratégias concorrenciais, que lhe permitam ampliar ou conservar, de forma duradoura, uma posição sustentável no mercado” (Ferraz et al, 1995, pg 3). Assim, para efeito de análise prática, é possível entender a competitividade de uma firma como sendo a capacidade de ofertar produtos ao mercado a preços competitivos, com qualidade adequada e prazos de entrega. Neste sentido, verifica-se que o quadro atual da competitividade da indústria para-petrolífera nacional não é amplamente positivo.

Conforme se verifica pela figura abaixo, que considera apenas duas das esferas da competitividade aparente (i.e, preços e prazo de entrega), em termos de preço o setor apresenta-se em situação inferior ao dos concorrentes internacionais. Em termos de prazo de entrega, as atividades mapeadas encontram-se em situação relativamente parecida com o quadro internacional.

Figura 34 - Competitividade Atual da Indústria Nacional de Equipamentos

Produtos	Preço (Mercado Brasileiro)	Data de Entrega (Mercado Brasileiro)
Bombas	Similar	Melhor
Válvulas	10 a 30% mais caro	Melhor
Canos	20 a 40% mais caro	Similar
Acessórios para Canos	30 a 50% mais caro	Melhor
Pressure Vessels	30 a 50% mais caro	Boa
Trocadores de Calor	30 a 40% mais caro	Boa
Instrumentação	20% mais caro	Boa
Painéis Elétricos	Similar	Melhor
Cabos Elétricos	10 a 15% mais caro	Boa

Fonte: Petrobras (2008)²²

²¹ Apresentação disponível em http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/consulado_noruega.pdf

²² Apresentação Petrobras disponível em http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/consulado_noruega.pdf

Em estudo recente, Oliveira (2008) - no âmbito do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp) - avalia a competitividade do setor de fornecimento de bens e serviços para a indústria petrolífera no país e, como resultado, aprofunda a percepção rapidamente apontada na figura acima. Partindo de uma estruturação das atividades em grupos de base tecnológica (metalúrgica, mecânica e elétrica) e dois grupos relacionados a projetos de engenharia (serviços de engenharia e construção/montagem), o estudo levanta conclusões relevantes a respeito da escala produtiva e da capacitação tecnológica das atividades para-petrolíferas analisadas.

Com relação à escala, o estudo conclui que poucas delas possuem capacidade produtiva suficiente para atender a demanda esperada da indústria petrolífera a partir da exploração do pré-sal. Desta forma, o estudo indica a necessidade de definição de um ritmo de contratação com maior constância no tempo para minimizar os picos e vales de atividade setorial. Isto poderia se viabilizar mediante mudanças na forma de contratação da Petrobras - a principal, e praticamente única, empresa demandante - de modo a evitar o que atualmente se constitui prática no setor que é a importação de equipamentos, simplesmente porque a capacidade produtiva nacional é insuficiente para atender aos requisitos de conteúdo local mínimo nos momentos de pico de demanda.

Outra forma de resolução dos problemas de falta de escala produtiva seria a entrada dos fornecedores domésticos no mercado internacional, o que garantiria a estes o alcance de uma demanda menos errática. A este respeito, deve ser ressaltado que o canal de exportações configuraria relevante oportunidade para a indústria local de equipamentos nos mesmos moldes que o ocorrido com a indústria para-petrolífera local de outras províncias petrolíferas internacionais, como foi o caso das experiências do Reino Unido e Noruega.

Finalmente, com relação à capacitação tecnológica, o mesmo estudo de Oliveira (2008) aponta diagnóstico interessante ao elencar três importantes constatações.

Primeiramente, a partir da análise de dados da PINTEC (IBGE), verificou-se que as empresas para-petrolíferas desenvolvem, em média, inovações de produto e processo em ritmo superior a média da indústria. Especificamente, 33% das empresas para-petrolíferas que constam na base PINTEC produzem inovações de produto, e 15% dessas empresas introduzem as inovações de processo, sendo que na indústria brasileira em geral esses valores são, respectivamente, 8% e 3%. Apesar de relevantes em nível da média da indústria no Brasil, tais valores figuram abaixo dos patamares empregados pelas empresas para-petrolíferas em outras localidades mundiais. Foi verificado que os gastos em atividades inovativas da indústria para-petrolífera nacional são ainda muito reduzidos, pois a razão entre o gasto em P&D e a receita operacional líquida situa-se em 0,65%, patamar muito inferior ao identificado por firmas semelhantes em outras partes do mundo.

Também relacionada a este aspecto, a segunda constatação do trabalho se refere ao fato de que dentre as fontes internas de conhecimento disponíveis para as firmas - i) pesquisa e

desenvolvimento (P&D) local; ii) engenharia; iii) aprendizado na atividade (*learning-by-doing*) – a principal não foi a opção de P&D local, mas sim a de *learning by doing*. Como bem ressaltado no trabalho, se, a princípio, tal resultado configura-se como um aspecto positivo, indicando que as empresas dedicam parte do seu tempo de produção para adquirir informações tecnológicas, deve-se considerar, todavia, que relegar as atividades de P&D ao segundo plano indica que o esforço inovativo fica essencialmente orientado para aprender com o passado. Como conseqüência, limita-se o conhecimento adquirido orientado para o futuro, tão relevante para o preenchimento de lacunas produtivas.

Em terceiro, destaque para a importância da Petrobras na coordenação do papel inovativo das empresas para-petrolíferas. Através da monitoração por parte da Petrobras das práticas de produção e consolidação de tecnologia industrial básica (nas áreas de válvulas e *city gates* e flanges e conexões) e do desenvolvimento de novos produtos (nas áreas de turbinas e compressores), as empresas fornecedoras obtém informações tecnológicas tão relevantes para o processo de consolidação de suas competências. O papel da Petrobras, neste sentido, acaba tendo sua necessidade reforçada em função da insuficiente articulação entre as empresas fornecedoras e a infra-estrutura científica e tecnológica nacional, o que leva a empresa a manter equipes de supervisão da qualidade dos equipamentos, inclusive com inspeções residentes, para garantir sua competitividade econômica.

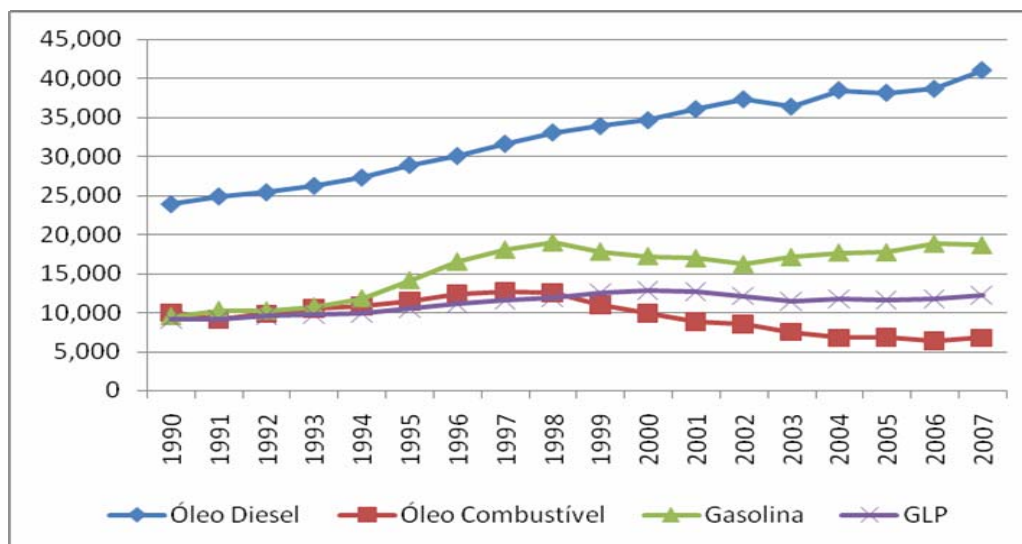
2.3 – Organização de Mercado

Dando continuidade ao exame da dinâmica da competição na indústria petrolífera brasileira, esta seção procura examinar os condicionantes ao investimento, definidos pelo padrão de concorrência no setor, focalizando para este fim a o segmento de refino.

Com este objetivo, deve-se considerar preliminarmente a dinâmica do consumo de derivados, posto que os investimentos no segmento de refino são feitos, em grande medida, para se adaptar ao perfil de consumo existente.

A este respeito, duas importantes observações podem ser destacadas. Primeiramente, o crescimento sustentado do consumo de óleo diesel. No período 1990-2007, a demanda por diesel apresentou considerável taxa de expansão quando comparada com outros derivados dispostos na figura a seguir, 3,04% a.a. Considerando que o país é importador líquido deste combustível, depreende-se que ele é um elemento chave para a definição da estratégia de refino. O segundo destaque centra-se na dinâmica de consumo do óleo combustível, que no mesmo período apresentou um desempenho nitidamente negativo, com taxa de decréscimo de 2,13% a.a. Neste sentido, se consideradas em conjunto estas duas primeiras observações, verifica-se importância de que os investimentos em refino buscassem, em alguma medida, elevar a produção de derivados leves.

**Figura 35 – Evolução do Consumo Final Energético de Derivados de Petróleo
(mil m³/ ano)**



Fonte: BEN (2008)

Deve-se destacar ainda o comportamento do consumo de gasolina, que desde meados dos anos 90 se mantém – com aumentos e quedas – dentro de intervalo entre 15 e 20 milhões de m³ anuais. O não crescimento explosivo do referido consumo se deve, ainda que em parte, à tecnologia flex-fuel, lançada em março de 2003. À medida que a tecnologia vem ganhando aceitação no mercado, estimulando, inclusive a produção de proporções cada vez maiores de veículos leves com a tecnologia²³, o consumo de gasolina tornou-se mais elástico ao preço, ainda que existam consumidores que considerem fatores não pecuniários (extra-preço) para decidir pelo combustível a ser adquirido.

Frente a este contexto de demanda por derivados, um aspecto relevante a examinar corresponde à dinâmica recente do segmento de refino. Como se sabe, um dos grandes desafios da atividade de refino de petróleo é o gerenciamento das restrições quanto à produção dos derivados que se deseja. Em função das características do óleo processado e dos condicionantes de ordem tecnológica das instalações, não é possível conciliar perfeitamente o volume ofertado de petróleo e a demanda de derivados, sobretudo em relação ao perfil desta demanda. Além disso, há de se considerar outra restrição, a ambiental, que define a necessidade de aumentar a qualidade dos produtos, como por exemplo, a redução do teor de enxofre.

Hoje existem 14 refinarias no Brasil, sendo 12 pertencentes à Petrobras, contabilizando a Ipiranga, e duas refinarias privadas (Univen e Manguinhos) como demonstra a figura a seguir. A participação da Petrobras é, como esperada, bastante expressiva. Em termos de capacidade nominal instalada, segundo a ANP (2008) a Petrobras detém 99% da capacidade em 2007, totalizando cerca de 2 milhões de barris por dia capacidade instalada.

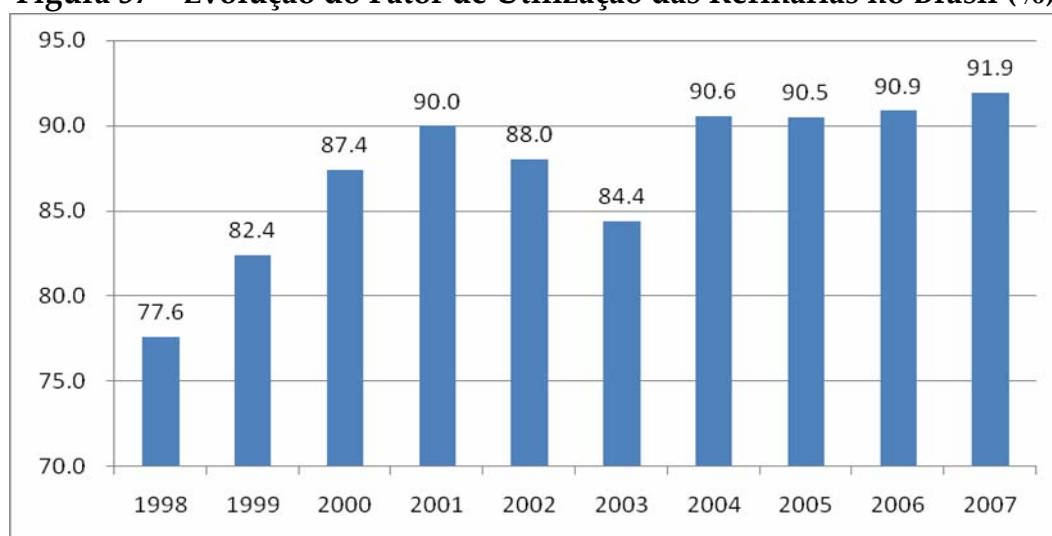
²³ Dados da Anfavea (Anuário Estatístico, 2008) indicam que, em 2007, do total da produção de autoveículos leves (automóveis e comerciais leves), 69% se referia a produção com tecnologia flex-fuel. Em 2003, ano de lançamento comercial da tecnologia, apenas 2,9% dos autoveículos leves produzidos possuíam a tecnologia flex.

Figura 36 - Capacidade Instalada das Refinarias no Brasil em 2007

Refinarias	Capacidade (mil barris/dia)
Replan (SP)	365
Rlam (BA)	323
Revap (SP)	251
Reduc (RJ)	242
Repar (PR)	189
Refap (RJ)	189
RPBC (SP)	170
Regap (MG)	151
Recap (SP)	53
Reman (AM)	46
Ipiranga (RS)	17
Manguinhos (RJ)	14
Lubnor (CE)	7
Univen (SP)	7
Total	2.024

Fonte: ANP (2008)

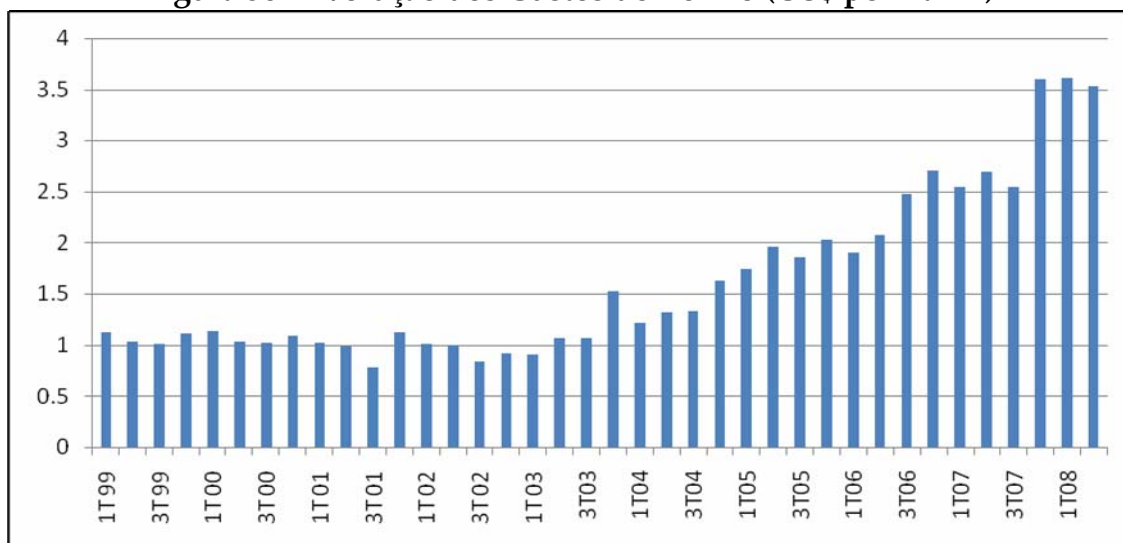
Desde os anos 80, foram poucos os investimentos na ampliação da capacidade de refino no país; neste período, as inversões no setor petrolífero priorizaram o segmento de E&P, e no refino se concentraram basicamente em ampliação marginal das plantas existentes. Esta tendência, combinada com o crescimento da demanda por derivados, implicou um aumento do fator de utilização (definido como a relação entre o volume de petróleo processado e a capacidade nominal instalada). Segundo ANP (2008), tal fator passou de 77,6%, em 1998, para 91,9% em 2007.

Figura 37 – Evolução do Fator de Utilização das Refinarias no Brasil (%)

Fonte: Elaboração própria a partir da ANP (2008)

Se, por um lado, não houve investimentos relevantes na expansão da capacidade do parque de refino, por outro lado, neste mesmo período, houve, segundo EPE (2007), uma nítida tendência de priorizar investimentos de adaptação/modernização das unidades de destilação atmosférica²⁴ das refinarias, de modo a viabilizar o processamento de cargas mais pesadas com acidez naftênica²⁵ (característica típica de grande parte do petróleo nacional). Com isso, se buscava adaptar os rendimentos ao perfil da demanda por derivados cada vez mais leves. O programa Fundo de Barril, iniciado pela Petrobras nos anos 80 constitui um exemplo emblemático neste sentido. Tendo sido criado para permitir a adequação do perfil de produção das refinarias do Sistema Petrobras à demanda nacional, o referido programa baseou-se em mudanças nos projetos ou nas condições operacionais de algumas de suas unidades para reduzir a produção de óleo combustível e aumentar a produção de óleo diesel. De forma geral, em consonância com esta tendência presente de adaptar as refinarias existentes para processar petróleo pesado e produzir derivados mais leves, os custos de refino vem aumentando em resposta ao aumento na complexidade das refinarias.

Figura 38 - Evolução dos Custos de Refino (US\$ por Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir da Petrobras²⁶

²⁴ A unidade básica de uma refinaria é a que determina sua capacidade de processamento e a destilação atmosférica. O perfil tecnológico de uma refinaria varia, contudo, em função do número e da capacidade de processamento de unidades subsequentes à essa unidade básica.

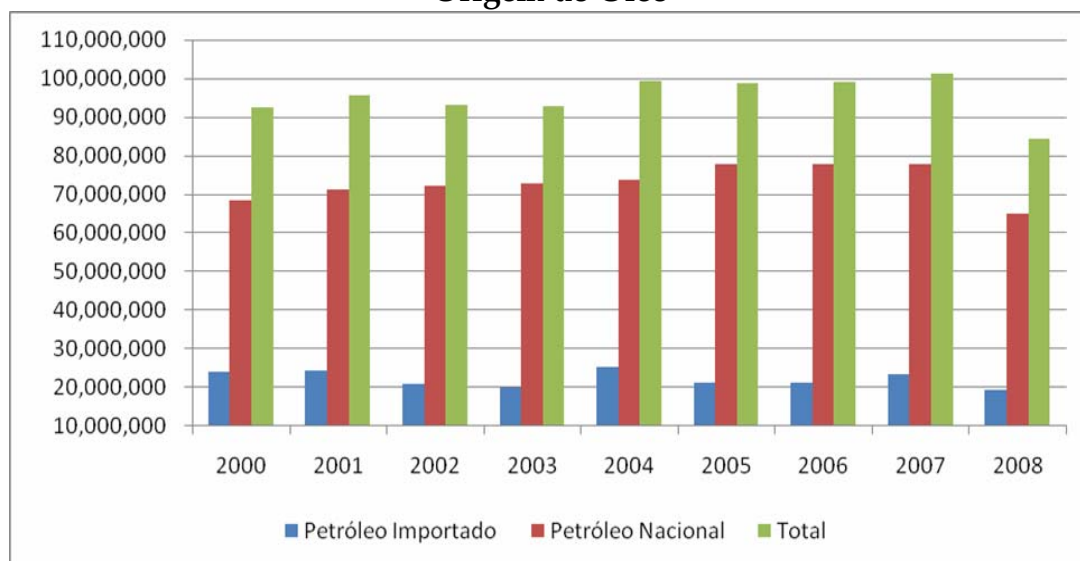
²⁵ Segundo EPE (2007), a acidez naftênica é provocada pela presença de compostos oxigenados de origem ácida. É definida como a quantidade de KOH, em miligramas, necessária para neutralizar um grama de amostra. Petróleo com índice de acidez superior a 0,5mgKOH/g produz corrosão em equipamentos e tubulações.

²⁶ Dados da Petrobras disponíveis em:

http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/DestaquesOperacionais/Abastecimento/Abastecimento.asp&lang=pt&area=ri

Destaca-se, todavia, que apesar dos investimentos em capacidade de conversão nas refinarias brasileiras, essas ainda não estão completamente capacitadas para processar somente o petróleo de origem nacional. Como visto na figura a seguir, ainda há uma parcela substantiva de petróleo importado sendo processado. Considerando que as perspectivas de exploração petrolífera na província do pré-sal tende a aumentar decisivamente o volume de petróleo nacional a ser processado, é possível destacar que ainda persistem desafios a serem superados no segmento de refino, condicionando de forma decisiva as perspectivas de investimentos.

Figura 39 – Evolução da Quantidade de Petróleo Processado no Brasil Discriminada por Origem do Óleo



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP²⁷

2.4. Institucional

Na definição das condições de contorno para a realização de investimentos no setor petrolífero, os aspectos institucionais assumem importância decisiva. Num contexto de novos desafios, como aquele que as perspectivas de produção no pré-sal colocam para a indústria nacional, o papel e os limites do governo podem ser decisivos para o sucesso da expansão em direção à nova fronteira exploratória. Nesta seção serão assim tratadas algumas questões concernentes ao papel do governo. Serão examinadas, em particular, quatro dimensões institucionais, quais sejam: política regulatória; política fiscal; política industrial e tecnológica; e política energética.

2.4.1 Política Regulatória

O atual arcabouço regulatório no setor petrolífero nacional está baseado na Lei 9.478 de 1997. Quando promulgada, a Lei 9.478 estabeleceu novas diretrizes de organização econômica para todas as operadoras, inclusive à Petrobras, cuja propriedade acionária majoritária permaneceu como sendo da União. Manteve-se também a titularidade dos

²⁷ Dados da ANP disponíveis em http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos.asp

direitos de propriedade dos recursos em hidrocarbonetos da União, fato importante na determinação do tipo de contrato a ser firmado entre as operadoras e o Governo.

Em linhas gerais, a referida lei adotou como princípios básicos:

- o estímulo à concorrência,
- o incentivo ao investimento privado;
- a regulamentação sobre as participações governamentais sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural
- a criação da Agência Nacional do Petróleo, cujo nome seria alterado anos mais tarde para Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

As responsabilidades regulatórias atribuídas a ANP são: (i) implementar a política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis; (ii) fiscalizar diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos as atividades integrantes das indústrias reguladas; (iii) calcular o valor dos royalties e demais participações governamentais; (iv) estabelecer critérios para movimentação e comercialização do petróleo, derivados e gás natural; (v) realizar licitações de áreas para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás e fiscalizar o cumprimento dos contratos ; (vi) promover estudos geológicos e geofísicos mantendo uma base de dados onde as informações geológicas das bacias sedimentares brasileiras são disponibilizadas; e (vii) proteger o interesse dos consumidores quanto ao preço, a qualidade e oferta dos produtos.

Para as atividades upstream, a operacionalização da Lei se dá, basicamente, mediante a realização de licitações, organizadas pela ANP, e a assinatura dos contratos de concessão. Com relação às licitações – que constituem a única forma de ingresso nas atividades upstream - o julgamento das ofertas apresentadas pelas empresas abarca: i) o bônus de assinatura, montante em dinheiro oferecido pelo bloco; ii) o Programa Exploratório Mínimo, em Unidades de Trabalho que serão convertidas em atividades exploratórias como sísmica 2D e 3D, métodos potenciais e poços exploratórios; e iii) compromisso com aquisição de bens e serviços na indústria nacional.

Uma vez findo o processo de licitação, os contratos, de concessão são celebrados entre a ANP, em nome da União, e as empresas vencedoras. Ressalta-se de antemão o fato de que neste regime contratual, o monopólio do petróleo é da União e permite-se à empresa ganhadora da licitação a operação nas bacias petrolíferas licitadas. Assim, enquanto o recurso estiver no subsolo, o mesmo pertence à União. Todavia, após a sua extração, a propriedade do recurso passa a ser do concessionário que assume, por sua vez, os custos e os riscos relacionados à execução das operações e suas conseqüências.

Em linhas gerais, os contratos de concessão estabelecem: i) os pagamentos pela ocupação (ou retenção) das áreas; ii) o pagamento dos royalties; iii) o pagamento das participações especiais sobre campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade; iv) as condições de devolução das áreas; v) a vigência, duração do contrato e os prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção; vi) o compromisso

com a aquisição de bens e serviços de fornecedores nacionais; vii) o compromisso com a realização do Programa Exploratório Mínimo proposto na oferta vencedora, com período variável entre três a oito anos²⁸; viii) as responsabilidades das concessionárias, inclusive quanto aos danos ao meio ambiente.

O relativo sucesso deste modelo regulatório para as atividades upstream pode ser percebido através do exame de dois aspectos principais: a evolução das rodadas de licitação e o desempenho produtivo do setor petrolífero no que se refere à produção de óleo no país.

Com relação às rodadas, a figura a seguir apresenta um breve panorama acerca dos blocos ofertados e adquiridos, do conteúdo local ofertado e do bônus de assinatura arrecadado. Verifica-se, claramente, uma evolução positiva não somente em termos de arrecadação, mas também do percentual firmado para a compra de bens e equipamentos de origem nacional

Figura 40 – Resultados Principais das Rodadas de Licitação da ANP

Rodada	Bônus de Assinatura (em R\$ milhões)	Conteúdo local médio ofertado (em %)		Blocos ofertados	Blocos adquiridos
		Fase de exploração	Fase de desenvolvimento		
1	321,66	25%	27%	27	15
2	468,26	42%	48%	23	21
3	594,94	28%	40%	53	34
4	92,38	39%	54%	54	21
5	27,45	79%	86%	908	101
6	665,20	86%	89%	913	154
7	1,085,80	74%	81%	1,134	267
9	2,109,40	69%	77%	271	117
10	89,0	nd	nd	130	54

Nota: A 8.ª Rodada foi suspensa por ordem judicial.

Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP²⁹

²⁸ Nessa fase, as empresas devem adquirir dados, realizar novos estudos geológicos e geofísicos, perfurar poços exploratórios e avaliar se as eventuais descobertas são comercialmente viáveis. No caso de considerar comercial uma descoberta, a empresa concessionária deve submeter à aprovação da ANP um plano de desenvolvimento, proposta de trabalho e previsão de investimentos, antes de iniciar a produção.

²⁹ Informações da ANP disponíveis em http://www.anp.gov.br/petro/entenda_as_rodadas.asp#contratos.

Ainda como reflexo das licitações, destaca-se o quadro de elevação expressiva da arrecadação não somente com bônus de assinatura – conforme já ressaltado na figura anterior – mas também com relação aos royalties, às participações especiais e aos pagamentos pela ocupação ou retenção de áreas.

Figura 41 – Evolução das Participações Governamentais (em R\$ milhões correntes)

	Royalties	Bônus de Assinatura	Participações Especiais	Pagamento por ocupação/retenção
1998	283.70			
1999	983.60	321.66		72,517.45
2000	1,867.75	468.26	1,038,738.08	91,223.01
2001	2,303.29	594.94	1,722,047.36	124,652.32
2002	3,183.99	92.38	2,510,181.61	146,523.48
2003	4,396.38	27.45	4,997,434.60	126,161.15
2004	5,042.83	665.20	5,271,976.48	124,260.22
2005	6,206.09	1,088.85	6,966,901.51	130,148.36
2006	7,703.54	11.00	8,839,857.31	134,621.01
2007	7,490.61	31.38	7,177,533.06	140,969.75

Fonte: Elaboração própria a partir da ANP³⁰

Nota-se que existem algumas diferenças quanto ao valor do bônus de assinatura obtido por rodada e os valores anuais. Em 2005, totalizam-se o bônus da Sétima Rodada, aproximadamente, R\$1,086 milhões, e da Primeira Rodada de Licitações de Áreas Inativas de Acumulação Marginal, no valor de R\$3 milhões, resultando em aproximados R\$1,089 milhões. No ano de 2006, não houve rodadas, sendo os R\$11 milhões referentes à Segunda Rodada de Licitações de Áreas Inativas de Acumulação Marginal. Vale lembrar que a Oitava Rodada foi suspensa por ordem judicial. Em relação à Nona Rodada, o valor agregado do bônus de assinatura atingiu valor histórico de R\$2,1 bilhões. No ano de 2007, entretanto, obteve-se apenas R\$31 milhões com o bônus.

No que se refere à produção petrolífera, os dados sobre a evolução do volume produzido no país – já apresentado na Seção 2.1 – indicam um quadro de inequívoca evolução. Neste contexto, e dada a relevância da Petrobras como principal produtora, merecem destaque os crescentes lucros da referida empresa. Entre os anos de 2003 e 2007, o lucro líquido consolidado da Petrobras passou de R\$17,8 bilhões para R\$21,5 bilhões³¹.

Como outro indicador do sucesso do modelo regulatório adotado, é possível apontar a presença de múltiplos agentes nas atividades upstream. Atualmente, de acordo com a ANP (2008), estão presentes nestas atividades 47 concessionárias de exploração e produção, sendo 17 nacionais e 30 estrangeiras.

³⁰ Idem Nota 23

³¹ Dados a partir do Balanço Anual da Petrobras de 2007, disponível em:

http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ConhecaPetrobras/RelatorioAnual/pdf/RelatorioAnual_2007.pdf

Neste contexto, há de se reconhecer, todavia, o papel marcante da Petrobras. Na verdade, o fato é que a transição de monopólio para a estrutura de mercado ainda não está completa apesar da definição, em dezembro de 2001, de normas para a abertura plena da indústria com a instituição da Contribuição de Intervenção de Domínio Econômico (CIDE). Existem, no mercado petrolífero, verdadeiras barreiras à entrada. A estrutura verticalizada da Petrobras, preservada na Lei, e os altos investimentos, na maioria dos casos afundados, necessários às atividades, principalmente, no upstream, além do conhecimento tecnológico e geológico são exemplos de barreiras. Desta forma, são muitas as empresas que preferem se unir a Petrobras através de consórcios não só para compartilhar o risco, como também por causa da experiência acumulada na exploração e produção offshore da empresa nacional. Portanto, tem-se no modelo atual um mercado aberto, porém com elevada concentração de mercado nas mãos da Petrobras.

Com a descoberta da província petrolífera do pré-sal, o marco regulatório parece assumir relevância maior do que a habitual, pois dele depende o próprio desenvolvimento das novas reservas. A Seção 1.4 apresentou uma discussão acerca dos regimes regulatórios em E&P existentes no mundo, enumerando, brevemente, as principais características do sistema de concessões, do regime contratual de prestação de serviços e do regime contratual de partilha da produção. O Brasil, como visto - e a exemplo de vários países como Estados Unidos, Noruega, Reino Unido, Argentina Canadá e África do Sul - adota o regime de concessão.

No novo contexto do pré-sal, e frente à conseqüente alteração da relação prêmio-risco no setor upstream, houve uma percepção por parte do governo acerca da necessidade de escolher um novo, ou ao menos repensar o marco regulatório já existente. A retirada das áreas mais atrativas da Nona Rodada de Licitações, concluída em 27 de Novembro de 2007, logo após a confirmação da descoberta dos campos de Tupi, e a definição de um comitê inter-ministerial constituíram eventos marcantes dentro deste processo.

Ainda que este comitê não tenha (até o presente momento) divulgado oficialmente a sua escolha quanto às mudanças a serem adotadas, é possível levantar alguns aspectos relevantes que devem (ou deveriam) ser considerados no momento da definição das alterações regulatórias a serem introduzidas. Primeiramente, é importante ressaltar que o modelo regulatório a ser adotado deve privilegiar o alinhamento de interesses dos investidores e da sociedade. Da mesma forma, deve-se considerar a tão importante necessidade de respeito aos contratos em vigor. Por estas razões, talvez a melhor estratégia seja discutir eventuais mudanças de forma bastante cautelosa, de modo a não introduzir incerteza, alterando a percepção dos investidores no setor.

2.4.2 Política Fiscal

Para o segmento das atividades upstream, a repartição da renda gerada está alicerçada em dois grandes pilares de política fiscal.

No primeiro deles, são previstos os pagamentos dos impostos PIS e COFINS (com alíquotas de 1,65 e 7,6%, respectivamente no regime não-cumulativo e 0,65% e 3%,

respectivamente no regime cumulativo), e dos tributos incidentes sobre os bens e serviços utilizados na atividade de produção.

No segundo pilar, seguindo as definições estabelecidas nos contratos de concessão, são previstos os pagamentos dos seguintes impostos: royalties; bônus de assinatura; participação especial; e pagamento pela retenção ou ocupação de área.

O bônus de assinatura, definido no Artigo 46, Lei 9.478/1997, é estabelecido em edital e corresponde ao valor ofertado pela empresa vencedora da licitação.

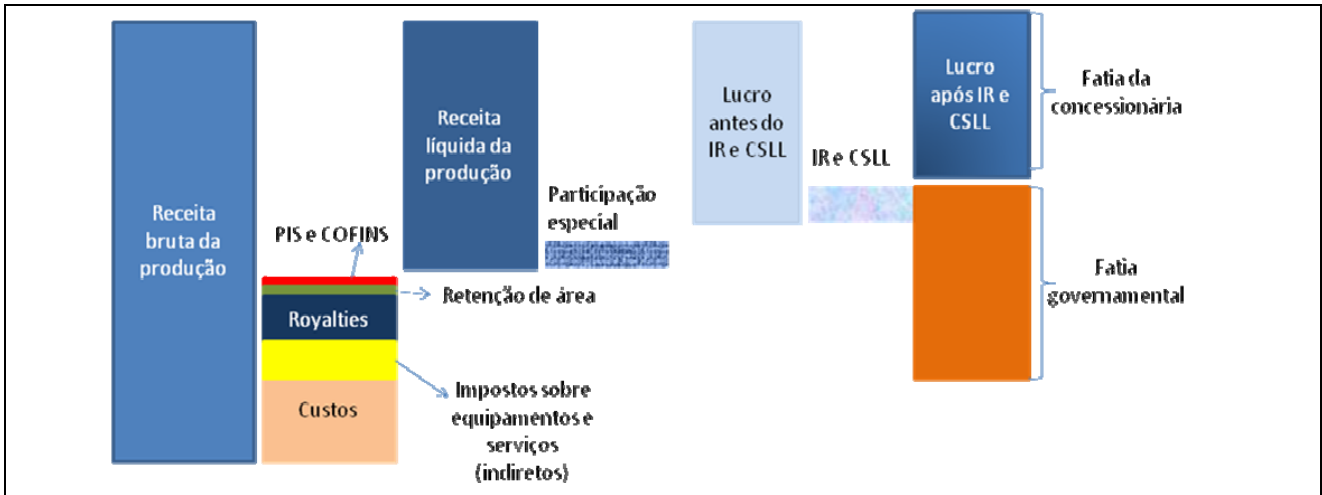
Os royalties, definidos nos artigos 47, 48 e 49 da lei 9.478/97, Lei do Petróleo, incidem sobre o volume total de petróleo e gás natural produzido em cada campo. São compensações financeiras pagas aos estados e municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério de Ciência e Tecnologia e ao Fundo Especial administrado pelo Ministério da Fazenda (que repassa aos municípios e estados de acordo com a legislação específica) pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo. A alíquota é de 10%, mas pode ser reduzida para 5% em determinados casos.

Já a participação especial, definida no Artigo 50, Lei 9.478/97, incide sobre a receita líquida de campos que atinjam substanciais volumes de produção. A alíquota varia de 10% a 40% de acordo com: (i) volume de produção trimestral; (ii) localização do campo (Terra, Mar < 400 m. de profundidade, Mar > 400 m. de profundidade); e (iii) anos de produção. Vale mencionar que os volumes isentos diminuem com os anos de produção e nenhuma participação especial é devida até que o volume de isenção seja atingido e a receita líquida acumulada seja positiva.

O pagamento pela ocupação da área, prevista no Artigo 51, Lei 9.478/1997, é feito por quilômetro quadrado, sendo o valor dependente da fase de atividade em curso, isto é, exploração, produção e desenvolvimento. O pagamento é feito a cada dia quinze de janeiro do ano seguinte e é reajustado pelo IGP-DI a cada aniversário do contrato. Exemplos para o primeiro período exploratório, em bacias em terra em Espírito Santo e Potiguar de 108 R\$/km²/ano; e em bacias em mar no Espírito Santo, Campos e Santos, de 693 R\$/km²/ano. Por fim, o pagamento ao proprietário de terra, previsto no Artigo 52 da Lei do Petróleo, que corresponde a 1% do valor total da produção (receita bruta) dos poços localizados dentro da propriedade, e a obrigação dos concessionários a investirem 1% do valor da receita bruta em pesquisa e desenvolvimento. Contudo, esta obrigação só é válida para os campos sujeitos a participações especiais.

Ainda que apenas como esquema meramente ilustrativo, a figura a seguir indica que, uma vez descontados os custos de produção e o bônus de assinatura, a parcela da renda retida pelo governo sob a forma de impostos é substancial. Em termos exatos, a Figura 43 permite verificar que mesmo quando se controla para a quantidade produzida, o montante pago em participação governamental por barril extraído tende a superar em mais de 271,51% médios os custos de extração.

Figura 42 – Divisão da Renda do Petróleo no Brasil



Fonte: Elaboração própria

Figura 43 - Peso das Participações Governamentais (exceto Bônus de Assinatura) por barril extraído

	(A) = custo sem participação governamental (US\$ por barril)	(B)= participação governamental (US\$ por barril por barril)	(A)/(B)
1T 2007	7.2	16.24	225.6%
2T 2007	7.33	17.95	244.9%
3T 2007	7.65	20.13	263.1%
4T 2007	8.6	23.16	269.3%
1T 2008	8.66	24.82	286.6%
2T 2008	9.88	31.08	314.6%
3T 2008	10.21	30.27	296.5%

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Petrobras³²

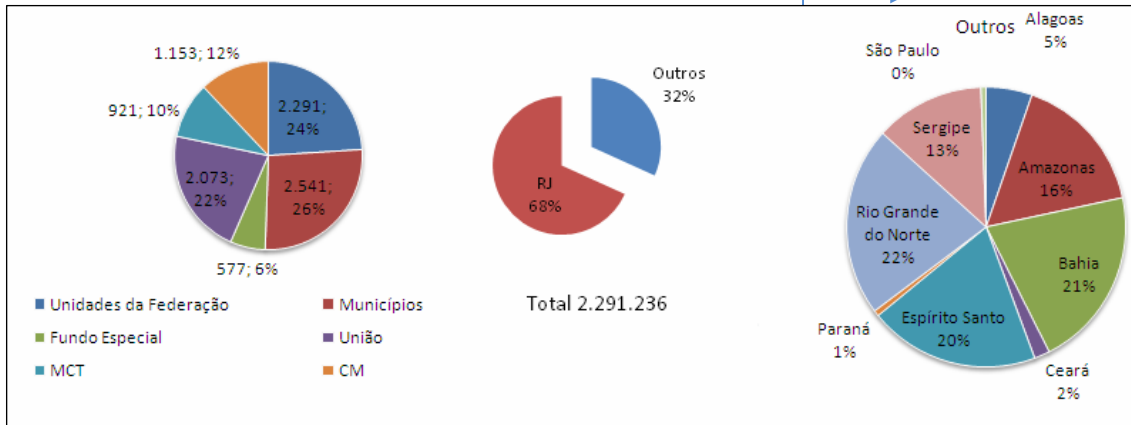
Com base no sistema fiscal descrito anteriormente, há uma nítida tendência a concentração da renda governamental. Segundo a ANP (2008), somente 10 entre 27 estados e 895 entre 5.564 municípios no Brasil recebem royalties, além da Marinha e do Ministério de Ciência e Tecnologia.

Figura 44– Distribuição de *Royalties* por Beneficiário em 2007 (R\$ Milhões)



³² Dados da Petrobras disponíveis em:

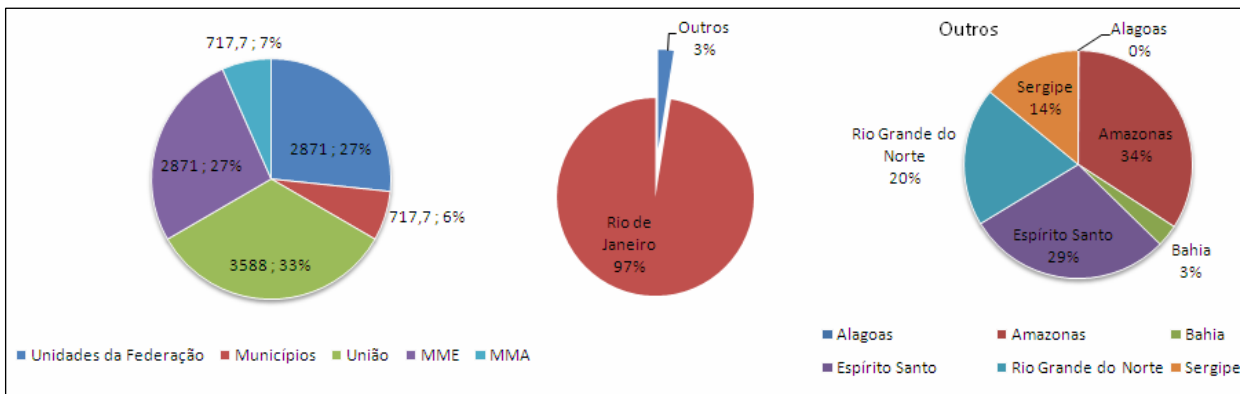
http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/ExploracaoProducao.asp&lang=pt&area=ri



Fonte: ANP (2008)

Em relação à participação especial, apenas 7 estados e 25 municípios são beneficiados, além do Ministério de Minas e Energia e do Meio Ambiente. Percebe-se claramente, a partir da análise das Figuras 44 e 45, que as distribuições das rendas petrolíferas em poder do governo são basicamente para o estado do Rio de Janeiro, fato explicado pela alta participação da Bacia de Campos na produção nacional de petróleo, respondendo por cerca de 84% do total.

Figura 45 – Distribuição de Participação Especial por Beneficiário em 2007 (R\$ Milhões)



Fonte: ANP (2008)

Com a descoberta da província petrolífera do pré-sal e, conseqüentemente, com a perspectiva de uma elevada produção de petróleo a ser extraída, a questão que se coloca se refere, basicamente, a divisão e aplicação da renda petrolífera oriunda, sobretudo dos tributos incidentes sobre volume da produção (i.e, royalties e participação especial). Neste sentido, destaca-se a importância do modelo contratual a ser adotado assegurar um partilhamento justo do resultado para qualquer que seja o preço e o volume de produção.

O fato é que as participações governamentais definidas no âmbito dos contratos de concessão previstos na Lei 9.478 foram estipuladas com base num risco geológico elevado. Todavia, o risco que se vislumbra na região pré-sal pode apontar – se forem confirmadas as expectativas - perspectivas bem mais satisfatórias do que a média encontrada no país. Assim, há possibilidade concreta de que as receitas provenientes das participações governamentais possam aumentar, em virtude do aumento do volume que pode vir a ser extraído.

Supondo que as regras tributárias sejam mantidas, ou ainda levemente alteradas de forma a definir tratamento diferenciado (através, por exemplo, da aplicação de alíquotas mais elevadas) apenas aos campos da província do pré-sal, a questão relevante se refere à divisão e aplicação dos recursos financeiros obtidos. Devem ser ressaltados, neste sentido, dois aspectos.

Primeiramente, a necessidade premente de respeitar a idéia básica de transformação da riqueza temporária em riqueza permanente através de investimentos em educação e saúde de qualidade. Em outras palavras, qualquer que seja o volume de recursos adicional que a produção no pré-sal venha a acarretar, o relevante é privilegiar a boa aplicação dos recursos e promover a fiscalização desta prática.

2.4.3 Política Industrial e de Tecnologia

Na dimensão institucional referente à política industrial direcionada à atividade petrolífera, o objetivo de ordem maior deve ser a promoção de maior integração entre os diversos agentes envolvidos na cadeia, quais sejam: as empresas de equipamentos e serviços, as operadoras e os centros de pesquisas e universidades.

No caso do Brasil, a Petrobras desempenha papel fundamental na integração destes agentes como no próprio processo de inovação em si, pois é ela quem gera a demanda e, através de parcerias e centros de pesquisas próprios como, por exemplo, o CENPES, desenvolve os equipamentos necessários. Mais uma vez, a estrutura verticalizada da Petrobras gera vantagens significativas a ela e ao país, uma vez que, estimula a indústria parapetrolífera e contribui para a geração de emprego, assim como, a própria capacitação tecnológica das empresas nacionais fornecedoras.

Como visto na Seção 2.2, as perspectivas de produção petrolífera no cluster do pré-sal introduzem, ao mesmo tempo, uma excelente oportunidade e um desafio para a indústria parapetrolífera nacional. Neste contexto, a sobrevivência desta indústria no mercado depende essencialmente de capacitação tecnológica.

Desta forma, segundo Oliveira (2008), a melhoria da competitividade da indústria nacional de fornecimento de bens e serviços para-petrolíferos depende em demasia de políticas coordenadas de preenchimento das lacunas existentes, o que implica a promoção de medidas que privilegiem, por exemplo:

- a coordenação das compras da Petrobras como forma de reduzir a concentração temporal das compras e definir padrões mínimos de qualidade para as compras; isto potencializaria as oportunidades de ganhos de escala por parte dos fornecedores;
- a intensificação da cooperação entre a própria indústria petrolífera e a infraestrutura tecnológica, incluindo aí as universidades e os centros de pesquisas; isto estimularia, não somente, o processo de inovação, mais também a formação de uma rede de conhecimento;
- a padronização dos produtos oferecidos pelas empresas para-petrolíferas domésticas a fim de aumentarem a competitividade dessas no mercado internacional.

Políticas já existentes, como o Prominp (Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural), indicam o reconhecimento por parte do governo da importância de criar condições sustentáveis de oferta competitiva de bens e serviços para o setor petrolífero. Os avanços até então alcançados pelo referido programa já são passíveis de destaque. Em 2003, a indústria brasileira respondeu por 57% dos equipamentos e serviços contratados pela Petrobras. Em 2008, o índice médio de conteúdo nacional nas compras da estatal pulou para 75% tendo esse aumento gerado para o país uma renda de US\$ 9,3 bilhões (cerca de R\$ 17 bilhões) e 430 mil empregos diretos.

Todavia, ainda há espaço para maiores progressos frente a este contexto de expansão da indústria a partir das perspectivas delineadas pela exploração no pré-sal. Experiências como da indústria parapetrolífera da Noruega, que diferentemente do Brasil - onde a indústria fornecedora já possui base considerável - partiu de uma base bem mais acanhada, podem ser ilustrativas. Neste país, a estatal Statoil atuou, e ainda atua, como coordenadora do processo de inovação e também concedendo apoio tecnológico a seus fornecedores. Com a crescente complexidade da exploração de petróleo offshore, a Statoil passou a transferir competências gerenciais e tecnológicas às empresas de engenharia e montagem - as chamadas EPCistas. Essas empresas passaram a investir mais em P&D do que as próprias operadoras de petróleo. Seus investimentos levaram os fornecedores de equipamentos a também gastar mais em P&D - 45% das firmas aplicam mais de 2% do faturamento e um grupo de 15% das empresas chega a investir mais de 8% de suas receitas.

2.4.4 Política Energética

A última das esferas institucionais a ser examinada, a de política energética, é aquela que define os limites mais amplos das condições de contorno sobre as quais os investimentos petrolíferos são definidos. O ponto de destaque é a perspectiva de que a produção petrolífera abundante centre a discussão em torno da energia como oportunidade e não como restrição ao desenvolvimento econômico do país.

Manter a consistência entre a política energética e as demais políticas públicas discutidas nas seções anteriores já se constitui num grande desafio a ser administrado. Neste sentido,

como destacado em Bicalho et al (2007) , a sustentabilidade da política energética depende não somente do alcance de seu objetivo principal, que é a garantia do suprimento energético, mas também da capacidade da mesma política de reduzir as potenciais inconsistências que resultam da necessárias interações com as demais esferas de intervenções públicas.

Um contexto de provável abundância de recursos energéticos não garante a certeza de escolha e aplicação de políticas integradas e corretas. Na verdade, admitindo um cenário de produção abundante de petróleo, e também de gás natural, a concatenação das políticas públicas torna-se ainda mais complexa. Levantar alguns pontos referentes não somente às esferas institucionais já destacadas neste estudo como também às subdivisões da política energética em si pode servir como interessante ilustração.

- Política fiscal: se mantidas as regras de repartição da renda petrolífera, o montante que caberia à participação do governo seria bastante elevado frente ao quadro atual, levantando a possibilidade de discutir a aplicação dos recursos financeiros excedentes, contemplando opções com conotação tão díspares como a de abater a dívida pública, ou de aplicar em áreas específicas como educação.
- Política de gás: a possibilidade de aumento sustentável da produção de gás natural (além do petróleo), implicando inclusive o alcance da auto-suficiência, definiria pressões de mercado pela cobrança de preços internos mais baixos do que os preços internacionais. Neste contexto, a questão relevante se refere ao futuro da integração gasífera com a Bolívia.
- Política de energia elétrica: a disponibilidade de gás também deve gerar pressões para que ele tenha maior espaço na matriz elétrica, o que vai de encontro à política energética atual de privilegiar a geração hidroelétrica.
- Política de biocombustíveis: a disponibilidade abundante de petróleo pode colocar em xeque a política de estímulo aos biocombustíveis ao evidenciar, em termos comparativos, os elevados custos associados com a promoção de produção de biodiesel, por exemplo.

De forma geral, portanto o grande desafio que se coloca diz respeito à concatenação de distintas esferas de políticas públicas. Neste sentido, a provavelmente elevada escala de aumento das reservas e produção petrolíferas (e de gás) deve ser acompanhada de uma também elevada preocupação por parte dos gestores de política energética para que não sucumbam a pressões políticas para privilegiar determinados temas em detrimento de outros. Lembrar que uma boa política energética é aquela integrada e consistente em todas as suas esferas torna-se bastante útil neste momento de debate.

2.5 Questões-Chave Para o Futuro (do Investimento) da (na) Indústria Petrolífera no Brasil

Finda a análise dos condicionantes – em todas as suas dimensões - existentes para a dinâmica do processo de investimento da indústria petrolífera no Brasil, é possível apontar algumas questões-chave como sendo de especial relevância para o futuro da

indústria. Os tópicos assim identificados servirão como insumos para delinear diferentes cenários possíveis para o investimento no setor.

As questões-chave então colocadas para o processo de investimento na indústria petrolífera brasileira estão divididas em cinco blocos a seguir:

- a. *Descoberta do pré-sal e mudanças estruturais de ordem produtiva*
 - ✓ Quais as perspectivas de aumento da produção?
 - ✓ O aumento da produção virá somente a cargo da Petrobras?
 - ✓ Qual o custo e como financiar?
 - ✓ Brasil se tornará um exportador de petróleo/derivados?
- b. *Desafio tecnológico associado ao pré-sal*
 - ✓ Adequação da estratégia de exploração offshore da Petrobras às características do pré sal
 - ✓ Haverá suficiente e adequada oferta de bens e serviços para exploração do pré-sal?
- c. *Modernização e expansão do parque de refino*
 - ✓ Quais as perspectivas de consumo de derivados?
 - ✓ Como combinar o perfil do refino com o tipo e quantidade de petróleo produzido no Brasil e com as perspectivas de demanda por derivados?
- d. *Políticas regulatória e fiscal em um novo contexto*
 - ✓ As prováveis mudanças alterarão a atratividade do setor?

3 – Perspectivas de Médio e Longo Prazos Para os Investimentos na Indústria Petrolífera Brasileira

Nesta seção do presente estudo serão explicitados dois cenários sobre as perspectivas para os investimentos no Brasil. Um cenário, denominado de *Cenário Possível*, contempla o horizonte de *médio prazo (2012)*, e considera a continuidade dos atuais ambientes econômico, regulatório e institucional. O outro cenário, denominado de *Cenário Desejável*, abarca o horizonte de *longo prazo (2022)*, e leva em conta uma situação ótima em termos das mudanças que seriam desejáveis nos ambientes econômico, regulatório e institucional.

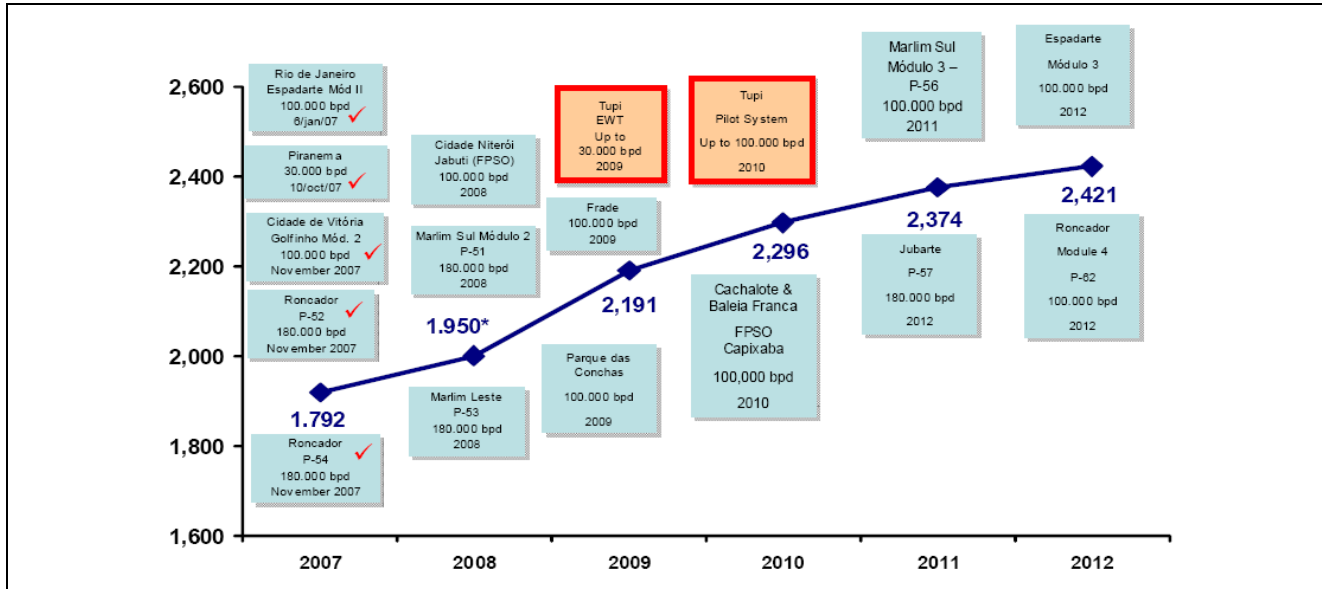
3.1 – O “Cenário Possível” de Investimentos no Setor Petrolífero no Brasil (2012)

Assumindo que a entrada maciça do petróleo a partir do pré-sal se inicie no período 2014-2020, cabe considerar então que, no horizonte de 2012, a dinâmica de investimentos petrolíferos no país se desenvolva como uma continuidade da dinâmica atual de inversões da Petrobras. Para efeito de consideração deste ritmo futuro, assume-se como parâmetro principal o Plano de Negócios da empresa para o período 2008/2012, divulgado em 2007. Destaca-se assim que este é o último documento oficial disponível de planejamento de

investimento, já que o Plano de Negócios para o período 2009/2013 ainda não foi divulgado.

Considerando os principais projetos produtivos da empresa no país, as perspectivas de produção de petróleo (incluindo condensado e LGN) anunciadas no referido plano vislumbram um aumento da ordem de 4,42% anuais no período entre 2008 e 2012.

Figura 46- Produção de óleo e LGN pela Petrobras: 2008-2012 (em mil boe/dia)



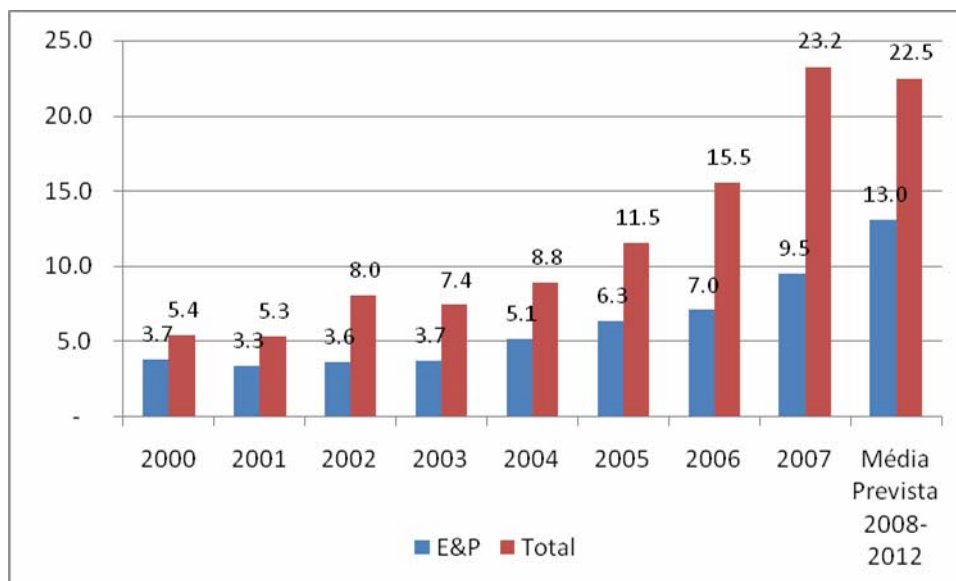
Nota: A curva não inclui os números do sistema de produção piloto de Tupi

Fonte: PN – Petrobras (2007)

Com relação aos investimentos a serem realizados pela Petrobras, a figura a seguir apresenta os valores reais em dólares³³, e incluem o montante a ser aplicado nas suas unidades internacionais. Como a série de investimentos divulgada pela empresa não permite discriminar perfeitamente os gastos em E&P realizados no Brasil, convém analisar os dados a seguir aplicando um fator de 87%, o que corresponde à participação dos investimentos totais a serem feitos no Brasil sobre o total previsto, segundo o PN-Petrobras (2007). Feitas estas considerações, verifica-se claramente uma tendência sustentada de aumento dos investimentos totais, assim como do montante a ser investido em E&P. O que é passível de destaque, neste sentido é a previsão de inversões totais da ordem de 112,4 US\$ bilhões no horizonte 2008-2012, enquanto o histórico de investimentos, desde 1954 até 2007, totaliza, em termos reais, 222,9 US\$ bilhões. Isto indica então que mesmo sem considerar a produção a partir do pré-sal, a Petrobras prevê gastar em apenas cinco anos cerca de 50% do que investiu desde sua criação, em 1954.

³³ Correção pela inflação dos EUA (pela PPI index)

Figura 47 – Investimentos pela Petrobras: histórico e previsão (em milhões de US\$ corrigidos)



Fonte: elaboração própria a partir de PN-Petrobras (2007)

Ainda que sejam úteis para indicar uma tendência de investimentos médios, todos estes valores até aqui considerados devem ser interpretados com alguma cautela. Como já destacado anteriormente, a Petrobras não divulgou o seu Plano de Negócios referente ao quinquênio 2009-2013, o que se deve a necessidade de revisar projetos no atual contexto de crise econômica. Neste sentido, devem-se destacar dois grandes fatores que colocam em xeque a validade estrita dos valores divulgados até o momento.

Primeiramente, a perspectiva de queda acentuada da demanda por petróleo em 2009, como consequência da crise econômica iniciada em 2008, vem diminuindo os preços do petróleo de forma bastante expressiva no presente ano (ver Figura 21). Com isso, a geração de caixa da Petrobras deve ser amplamente afetada, o que, a princípio, pode comprometer, ao menos em parte, a sua capacidade de auto-financiamento, que é, a exemplo do que ocorre com as grandes empresas do setor petrolífero, bastante elevada quando comparada com o uso de fontes externas de financiamento.

O segundo aspecto, fortemente relacionado ao primeiro, se deve à crise de liquidez do mercado de crédito, restringindo as condições de obtenção de financiamento da empresa. Neste sentido, a Petrobras deve revisar seus investimentos, ainda que saiba, como empresa de economia mista, da importância destas inversões como ferramentas contra-cíclicas para o desempenho da economia brasileira.

3.2 – O “Cenário Desejável” de Investimentos no Setor Petrolífero no Brasil (2022)

Partindo da convencional concepção marshaliana o cenário de longo prazo corresponde a um período tão longo para o qual as restrições existentes quanto a disponibilidade de alguns dos insumos, sobretudo o de estoque de equipamentos de produção, não estão

mais presentes. Em outros termos, corresponde a um horizonte temporal tão longo capaz de possibilitar o ajuste integral das condições de produção à demanda esperada.

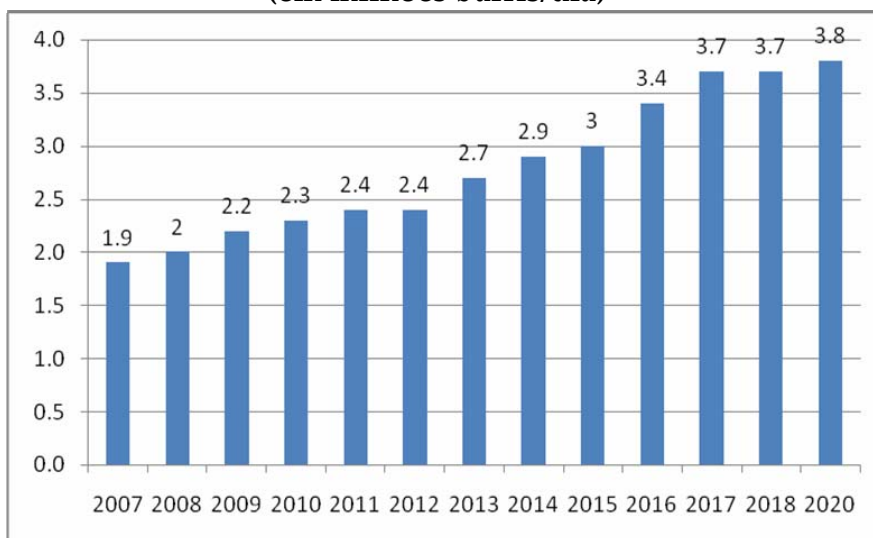
No caso prático em questão, num cenário de longo prazo, não serão consideradas os condicionantes que atualmente influenciam o delineamento dos cenários de curto médio prazos. Assim, não devem ser contempladas, a princípio, as restrições especialmente relacionadas ao ambiente econômico, marcado pela crise deflagrada a partir da crise do *subprime* nos EUA. Da mesma forma, pode-se definir que no longo prazo estariam presentes condições “perfeitas” também em termos do ambiente regulatório e institucional.

Considerando o horizonte de 2022, admite-se que este seja o cenário relevante para descrever a operacionalização da produção petrolífera do pré-sal. Assim, assumindo a ausência das restrições que estão presentes no curto e médio prazos, define-se, portanto um cenário desejável para o qual se pretende examinar os cinco grandes blocos de questões-chave colocados na Seção 2.5, porque somente no longo prazo tais questões adquirem importância.

a. Descoberta do pré-sal e mudanças estruturais de ordem produtiva

As perspectivas futuras de aumento da produção a partir de 2014, quando se pretende iniciar a produção petrolífera do pré-sal, são claramente satisfatórias. Estimativas indicam que a produção de óleo condensado e LGN somente da Petrobras saltará de 2,0 milhões de barris/dia em 2008, para 3,8 milhões de barris/dia em 2020, perfazendo um crescimento anual da ordem de 5.06%.

**Figura 48 – Produção de óleo e LGN pela Petrobras
(em milhões barris/dia)**

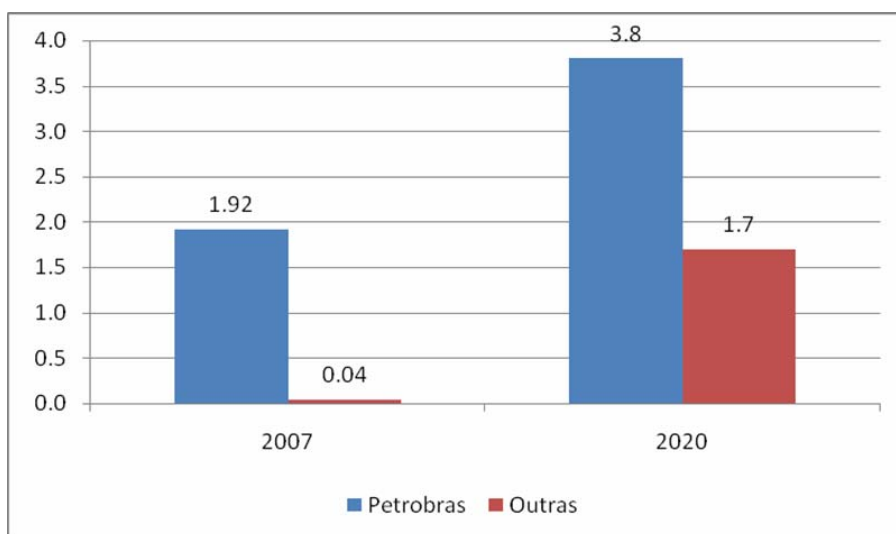


Fonte: Elaboração própria a partir de PN-Petrobras (2007) e Brasil Energia

O esperado aumento da produção petrolífera no país não virá somente a cargo da Petrobras, embora ela continue a ser a principal operadora. Se a produção de petróleo no

Brasil em 2007 era de cerca de 1,96 milhões de barris diários, sendo 1,92 milhões destes originários da Petrobras – e os restantes 0,04 milhões originários de 15 outras empresas, com destaque para Shell, Devon e Petrosynergy - as perspectivas para 2020 são de que a produção nacional saltará para 5,5 milhões de barris diários, sendo 3,8 milhões da Petrobras e os 1,7 restantes originários de outras empresas, sendo destaques, neste grupo, aquelas empresas que detém participação acionária nos blocos do cluster do pré-sal, tais como: Exxon Mobil, Galp, BG, Shell, Partex, Hess e Repsol YPF.

Figura 49 – Produção de óleo e LGN no Brasil (em milhões barris/dia): 2008 e 2020



Fonte: Elaboração própria a partir de PN-Petrobras (2007) e Brasil Energia

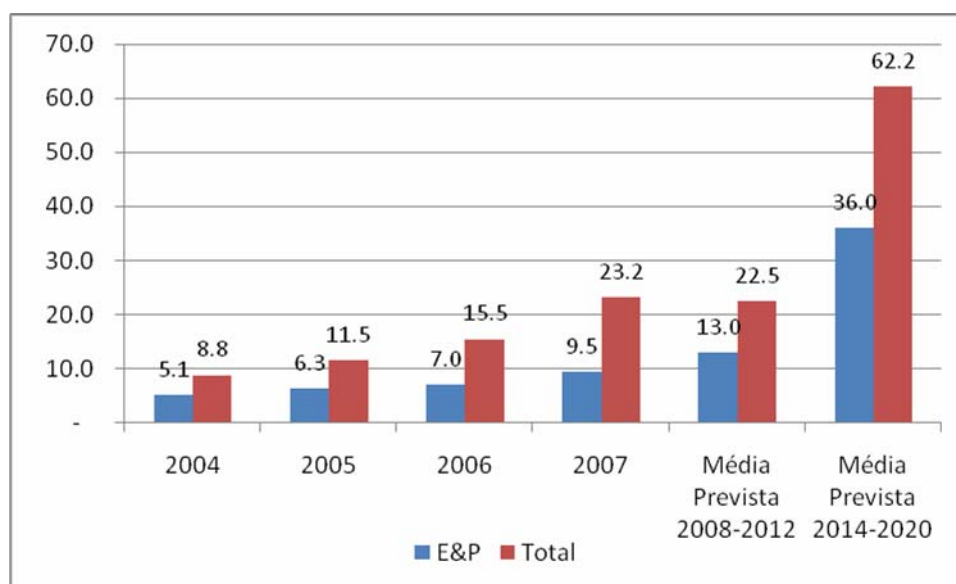
Frente a todas estas perspectivas positivas de aumento da produção, a grande questão que se coloca é o custo e a forma de financiamento necessários para viabilizar a produção a partir do pré-sal. A resposta a esta pergunta nada tem de trivial. Na verdade, mesmo os números a respeito somente de reservas de petróleo disponíveis a partir do pré-sal não são precisas; da mesma forma, são desconhecidos os níveis de produtividade dos poços a serem perfurados, o que influencia de forma decisiva o tamanho das plataformas a serem utilizadas e o número de módulos produtivos a serem empregados. Soma-se a este quadro de incerteza o movimento dos preços do petróleo, que, como visto, vem apresentando recentemente uma tendência de queda. Desta forma, não se sabe *a priori* o custo por barril a ser explorado, e por esta razão, todos os números de aumento da produção aqui apresentados são apenas estimativas, dado que a Petrobras não disponibilizou, até o momento, posicionamento oficial a respeito do volume esperado de produção.

Assim, mesmo que se escolham parâmetros com o mínimo grau de razoabilidade, todo e qualquer número a respeito de investimentos para o pré-sal será tão somente uma estimativa, o que limita a sua aplicabilidade apenas como indicativo de tendências bastante genéricas. Todavia, como se trata do delineamento de um “cenário desejável” para o setor, o que implica a não consideração das restrições presentes no curto prazo,

exercícios de estimativa guardam considerável utilidade ao apontar movimentos inevitáveis.

Primeiro, a perspectiva de aumento do investimento por parte da Petrobras, ainda que a magnitude deste aumento não seja, no momento, passível de ser estimada com mínima precisão. Supondo a entrada em operação de 43 novos sistemas offshore entre 2014 e 2020, e assumindo o custo por sistema como sendo variável no intervalo entre US\$ 5 bilhões a US\$ 7 bilhões, estima-se o montante de investimento total em E&P no período 2014-2020 entre US\$ 215 bilhões e US\$ 301 bilhões. Tais valores, em termos anuais, representariam um aumento substancial em relação observado até 2007, e mesmo em relação ao previsto para o período 2008-2012, que é baseado nos dados oficiais da PN-Petrobras (2007).

Figura 50 – Investimentos Pela Petrobras: histórico e previsão 2014-2020 (em US\$ bilhões)

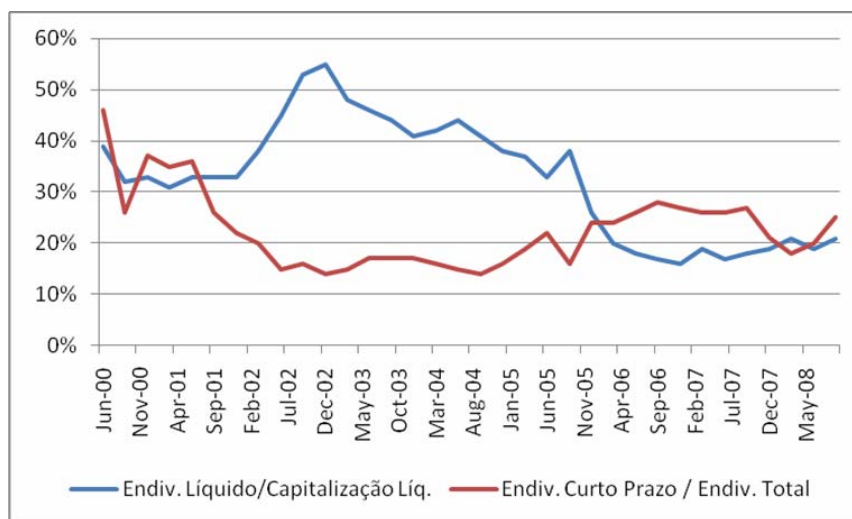


Fonte: Elaboração própria a partir de PN-Petrobras (2007) e Brasil Energia

Em segundo, porém não menos importante, a necessidade de algum ajuste da estrutura de financiamento deste montante de investimento. Normalmente, a alavancagem de empresas do setor petróleo é reduzida, por conservadorismo; no caso específico da Petrobras, o PN-Petrobras (2007) previa a participação dos recursos próprios sobre o investimento total de 84,3%. Num “cenário desejável”, porém também realista, assumir-se-ia como razoável algum aumento na necessidade de recursos de terceiros. Assim, mesmo supondo a ausência de problemas de geração de caixa por parte da Petrobras, o que não parece ser o caso no presente momento, é razoável estimar que o nível de endividamento da empresa venha a subir, em 2020, para o patamar médio de 35%, representando não somente um aumento significativo em relação ao nível de endividamento vigente em 2008, que era de 20% mas também um retorno ao nível vigente no início da presente década (Figura 51). A respeito da estrutura de financiamento deste endividamento para viabilizar

o pré-sal, é suposto que ela se mantenha como sendo a mesma da estrutura atual de financiamento total da empresa, conforme ilustrada na Figura 52.

Figura 51 – Evolução do Endividamento da Petrobras



(em %)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Petrobras³⁴

Figura 52 - Fontes de Financiamento da Petrobras (em US\$ bilhões)

(US\$ bilhões)	2005	2006	2007	Jun-08
Financiamentos Bancários	2.4	3.2	4.7	7.2
Dívida com Bancos Comerciais	2.4	3.2	4.7	7.2
Financiamentos via Mercado de Capital	6.7	6.7	7.4	8
Bonds Internacionais	5.8	5.2	5.3	5.7
Bonds Locais	0.9	1.5	2.1	2.3
Outros Financiamentos	12	11.4	9.8	10.7
Plataformas/Sale Lease Back	1.5	2.1	1.6	1.5
Project Finance	5.3	4.7	4.4	4.8
BNDES	1.2	2.9	2.5	3.1
Outros	4	1.7	1.3	1.3
Dívida Total	21.1	21.3	21.9	25.9

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Petrobras³⁵

³⁴ Disponível em:

http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/InformacoesFinanceiras/Endividamento/Endividamento.asp&lang=pt&area=ri

³⁵ Disponível em:

http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/InformacoesFinanceiras/Endividamento/Endividamento.asp&lang=pt&area=ri

Estas duas questões relacionadas ao financiamento da produção a partir do pré-sal assumem considerável relevância também por influenciarem, diretamente, o desafio da auto-suficiência de produção petrolífera do país, e, indiretamente, as perspectivas de exploração de petróleo ou de derivados. Somente se forem viabilizados todos os investimentos estimados como necessários será possível elevar a produção para os patamares apontados. Novamente, num “cenário desejável”, supondo que todos os entraves e desafios financeiros acima relatados sejam superados e as inversões financeiras sejam viabilizadas, o que permitira atingir em 2020 o patamar já apontado de 5,5 milhões de barris diários de petróleo (considerando Petrobras e outras empresas), e assumindo, para o mesmo ano, a previsão, da EPE (2007), de consumo interno da ordem de 3 milhões de barris/dia, vislumbra-se a perspectiva de um considerável excedente de 2,5 milhões de barris/dia.

Ainda que esta estimativa guarde algumas imprecisões, é clara a perspectiva de que a produção a partir do pré-sal facilite o alcance da auto-suficiência e possibilite a concretização do excedente passível de exportação. Se for assim, o ponto a ser discutido se refere às opções disponíveis para um possível excedente de óleo: exportação de óleo bruto ou exportação de derivados. A escolha pela opção de exportação de derivados é indiscutivelmente melhor do ponto de vista econômico, ao assegurar maior valor agregado à atividade produtiva do setor petrolífero como um todo, e para a economia nacional, por consequência. Mas se por um lado esta opção é a mais atrativa, a sua escolha depende, todavia, de outro aspecto relevante que é a expansão da capacidade de refino do país.

b. Desafio tecnológico associado ao pré-sal

Dentre os desafios trazidos pelas perspectivas de produção a partir do pré-sal, os de ordem tecnológica parecem ser aqueles para os quais a indústria petrolífera nacional, em particular a Petrobras, já dispõe de claros instrumentos a serem utilizados. Para adequar a estratégia de exploração offshore da Petrobras às características do pré sal, espera-se, num “cenário desejável”, que o PROSAL alcance suas metas de superação de gargalos tecnológicos, em especial nas áreas de construção de poços; geociência e engenharia de reservatórios. No que se refere à oferta de bens e serviços para exploração petrolífera, espera-se que o PROMINP tenha logrado avanços ainda maiores na capacidade da indústria parapetrolífera nacional de atender a demanda crescente em bases competitivas e sustentáveis.

c. Modernização e expansão do parque de refino

Tradicionalmente, as restrições existentes para a estratégia de refino no Brasil definem três necessidades principais: a redução da demanda por derivados pesados (óleo combustível), o aumento da demanda por derivados médios e leves (diesel e QAV, gasolina e GLP)³⁶ e a melhoria na qualidade dos produtos.

³⁶ No que se refere à dinâmica dos derivados, espera-se, seguindo as estimativas traçadas em EPE (2007), uma tendência de crescimento marcada por múltiplas nuances. O diesel continuará a ser o principal derivado, supondo não haver

Frente às perspectivas de aumento da produção petrolífera advinda do pré-sal, é previsto um novo condicionante para a atividade de refino no país, que é o aumento do petróleo de origem nacional no montante a ser processado. Considerando conjuntamente todas estas restrições, define-se para a atividade de refino o desafio de equacionar quantidade e qualidade, no sentido de aumentar a produção de derivados leves vis-à-vis aumento do volume processado de petróleo pesado nacional, o que implica a necessidade de aumento da capacidade de refino considerando aumento da participação do petróleo nacional como carga processada

Neste contexto, espera-se que, num “cenário desejável”, em 2020, os investimentos da Petrobras em modernização e expansão do parque de refino tenham sido concretizados. No âmbito específico da expansão da capacidade, espera-se que as novas unidades programadas (ver figura a seguir) sejam efetivadas, o que implicará um acréscimo de capacidade de processamento, sem considerar revamps, da ordem de 1,45 milhões de barris diários, representando um acréscimo de 73% da capacidade existente atualmente (cerca de 2 milhões de barris diários). Considerando ainda a previsão apresentada em EPE (2007) acerca de construção de duas outras unidades de refino, totalizando 500 mil barris/dia, é previsto que em 2020 a capacidade de refino da Petrobras alcance 3,45 milhões de barris diários. Conforme já apresentado, a produção petrolífera da Petrobras é prevista alcançar 3,8 milhões de barris/dia no mesmo ano; assim, caso se concretize todos os investimentos somente em construção de novas unidades, já haveria capacidade de processamento suficiente para fazer frente à produção petrolífera a partir do pré-sal, fortalecendo assim a atividade de exportação de derivados.

Figura 53 – Novas Unidades de Refino da Petrobras Programadas

Unidades de Refino	Estado	Data Início Operação	Capacidade (mil barris/dia)
Abreu Lima	PE	2010	200
Rio Grande do Norte	RN	2010	200
Comperj	RJ	2010	150
Premium I (fase I)	MA	2014	300
Premium I (fase II)	MA	2016	300

nenhuma alteração estrutural relevante no setor de transporte. Espera-se que a demanda do combustível continue a crescer, num ritmo anual da ordem de 3,4%, considerando o período 2005-2020. A tendência histórica de importação líquida do combustível pode eventualmente ser revertida, em parte como função do atendimento à demanda através da produção de biodiesel e do H-Bio. Com relação à gasolina, espera-se um crescimento da ordem de 3,5% anuais, no mesmo horizonte de tempo, sendo passível de destaque a perspectiva de crescente relação com o consumo de etanol, seja em virtude da quantidade de etanol usada nos carros *flex*, seja pelo volume adicionado de etanol à gasolina automotiva. A demanda de GLP deve aumentar, ao ritmo de 3,1% anuais, em resposta aos aumentos demográficos e de domicílios. Há de se destacar, todavia a possibilidade de reversão da tendência de importação líquida do combustível em função do aumento previsto do consumo de gás natural. Por fim, o consumo de óleo combustível, espera-se, aumentará a um ritmo bastante lento, 0,7% a.a, em resposta ao já consolidado processo de substituição por outros combustíveis, como o ocorrido a partir dos anos 80 com a energia elétrica na indústria, com o bagaço de cana no setor sucroalcooleiro, a partir dos anos 90, e mais recentemente, com a entrada do gás natural na indústria.

Premium II (fase I)	CE	2015	150
Premium II (fase II)	CE	2017	150

Fonte: elaboração própria

d. Políticas regulatória e fiscal em um novo contexto

Na indústria petrolífera - onde os investimentos assumem elevada escala e requerem longo tempo de maturação e os riscos, de naturezas diversas, não são desprezíveis - é notória a necessidade de que o modelo regulatório seja o mais estável possível, de modo a facilitar os planejamentos de inversão. Ainda que seja necessário um esforço contínuo de revisão deste modelo, devem-se evitar mudanças de cunho mais radical, privilegiando, ao contrário, alterações pontuais de forma a aprimorá-lo.

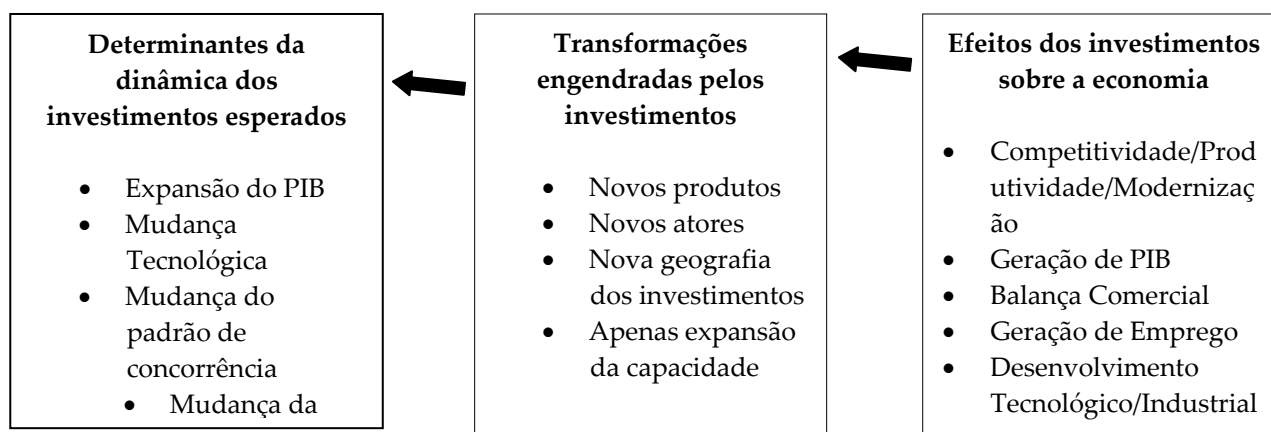
Na recente discussão sobre mudanças no modelo brasileiro, recorrentemente tem sido apontados alguns casos de países que lograram sucesso com a adoção de regimes regulatórios distintos – como os modelos da Noruega e Angola, por exemplo. Todavia, não se deve esquecer que o melhor modelo regulatório para as atividades de E&P é aquele que se ajusta às idiosincrasias de cada país.

Neste sentido, vale ressaltar que o caso brasileiro apresentou inequívocos sinais de que o sistema de concessão foi bem sucedido (ver Seção 2.4.1). Por esta razão, num “cenário desejável”, espera-se, principalmente, que o este modelo não seja substituído por outra forma regulatória totalmente distinta. Isto não significa, todavia, que não seja também necessário o aperfeiçoamento do referido modelo, de forma a abarcar a solução de dois grandes aspectos essenciais: a questão da unitização das reservas, e a questão fiscal. Neste último caso, em particular, espera-se a introdução de pontuais mudanças no que se refere às alíquotas de royalties e participações especiais para campos com elevado potencial, como é o caso daqueles localizados no âmbito do cluster do pré-sal, de modo a possibilitar a extração de maior parcela da renda para o Estado, possibilitando assim a ampliação dos recursos a serem utilizados em políticas de desenvolvimento econômico, e, simultaneamente, viabilizando condições econômicas razoáveis para a operação das empresas presentes no setor. Desta forma, espera-se um ambiente regulatório capaz de fornecer segurança para ambiente de investimento, tanto para a Petrobras como às outras empresas já existentes.

3.2.1 – Quadro Analítico do “Cenário Desejável” de Investimentos no Setor Petrolífero no Brasil (2022)

No âmbito das respostas aos cinco grupos de questões-chave recém examinadas, foi possível delinear o “cenário desejável” dos investimentos do setor petrolífero nacional. De forma a complementar a delimitação deste cenário vale examiná-lo a partir de um quadro analítico que segue as direções dispostas abaixo.

Figura 54 – Quadro de Análise do Cenário Desejável Para o Setor Petrolífero no Brasil



A idéia central deste quadro analítico é, partindo do bloco referente aos “Efeitos dos investimentos sobre a economia”, apontar as metas do “cenário desejável”. A partir disso, determinam-se, no bloco referente às “Transformações engendradas pelos investimentos”, as mudanças requeridas para a consecução daquelas metas. Por fim, no bloco relativo à “Determinantes da dinâmica dos investimentos esperados” são definidos os principais condicionantes para o processo de inversão.

No que se refere aos efeitos do investimento sobre a economia, espera-se o seguinte panorama para o setor petrolífero no Brasil:

- Competitividade/Modernização/Produtividade
 - Indústria local de bens e serviços com maior capacidade produtiva e mais competitiva, graças à política de encomendas da Petrobras , de modo a manter o conteúdo local nos projetos na ordem de 75%
- Geração de PIB
 - Maior peso do setor petróleo no PIB
- Balança Comercial
 - Exportação líquida de derivados e de petróleo
- Geração de Emprego
 - Aumento do emprego direto e emprego induzido no setor de bens e serviços
- Desenvolvimento tecnológico
 - Sucesso do programa PROSAL
 - Aumento do fator de recuperação das jazidas

A partir disso, no tocante às *transformações engendradas pelos investimentos*, o seguinte quadro é esperado:

- Novos Produtos
 - Aumento do peso do óleo leve no perfil de produção petrolífera do país
 - Redução da demanda petroquímica pelo insumo nafta, em função da substituição pelo petróleo excedente

- Novos Atores
 - Participação crescente dos players estrangeiros na produção petrolífera
- Expansão da Capacidade Instalada
 - Aumento da capacidade produtiva de E&P - com a inclusão de 63 novas unidades offshore (20 no período 2008-2012, e 43 a partir de 2014) totalizando um acréscimo produtivo médio de 1,8 milhões barris/dia, em 2020, comparado com 2008.
 - Aumento da capacidade de refino para cerca de 3,9 milhões de barris/dia
- Nova Geografia do Investimento
 - Instalação de novas refinarias na Região Nordeste
 - Importância crescente da Bacia de Santos como pólo produtor de petróleo, dada a concentração de novas unidades de E&P no cluster do “pré-sal” em Santos (até então, Campos mantinha a prioridade)
 - de petróleo

Por fim, no que se refere aos *determinantes da dinâmica dos investimentos*, espera-se a vigência do seguinte panorama:

- Expansão do PIB
 - Crescimento médio (4% a.a): determinante para demanda por derivados e fator crítico para delinear investimentos em refino
- Descoberta de novas reservas (pré-sal) como indutora de :
 - mudança tecnológica: consolidação do avanço tecnológico da Petrobras em exploração upstream
 - mudança no padrão de concorrência: definição de um marco regulatório favorável aos investimentos
 - Mudança na demanda internacional: definição de paradigma exportador

4 – Propostas de Políticas Para o Setor Petrolífero no Brasil

O mapeamento das questões-chave permitiu não somente delinear e resumir os principais aspectos do cenário de longo prazo que se deseja para o setor petrolífero no Brasil. A partir disso, é possível identificar quais espaços a serem preenchidos pelas políticas públicas de sorte a promover o desenvolvimento da indústria petrolífera brasileira.

Assumindo que o atual modelo regulatório seja apenas aperfeiçoado, e não substituído por outra forma contratual totalmente distinta, propõe-se algumas políticas, resumidas na figura abaixo, sendo destaque os seguintes objetivos principais a serem assumidos: i) o aumento da capacidade produtiva em E&P e no refino; ii) a elevação da competitividade da indústria parapetrolífera nacional; e iii) promover a pesquisa tecnológica para otimização das atividades de E&P.

Destaca-se que a proposta aqui levantada considera incentivos a serem coordenados e regulados por instituições já existentes, o que implica a conclusão de que não seria necessária a criação de novos agentes de modo a promover o desenvolvimento do setor petrolífero nacional. A Petrobras, como principal empresa do setor, guarda todas as condições para capitanear as medidas aqui sugeridas. Da mesma forma, programas já existentes, como é o caso do Prominp, e instituições já consagradas, como é o caso do MCT, Finep, Sebrae e o próprio BNDES, também devem desempenhar papéis relevantes, ainda que de diferentes formas, no contexto aqui proposto.

Por fim, vale lembrar aqui a importância da concatenação de distintas esferas de políticas públicas, destacando, num plano mais genérico, que uma boa política energética é aquela integrada e consistente em todas as suas esferas.

Figura 55 – Quadro de Proposição de Políticas

Tipo de Investimento	Objetivo	Tipo de Instrumento	
		Incentivos	Regulação/Coordenação
Induzido	Aumento da capacidade produtiva em E&P e no refino	1 - uso do instrumento do Plano de Negócios da Petrobras, com auxílio do BNDES para financiamento de ao menos 10% do total necessário	1- Petrobras/BNDES
Estratégico	Aumento da competitividade da indústria parapetrolífera nacional	1 – Formação de parcerias entre empresas locais para o desenvolvimento de produtos que atendam aos requerimentos da Petrobras	1 -Petrobras /Prominp/BNDES
		2 - Para aumentar a inserção das pequenas e médias empresas nacionais, promoção de convênios com o Sebrae de modo a: i) orientar as empresas ao atendimento dos requisitos exigidos pela Petrobras; ii) prospectar oportunidades no mercado local; e, iii) promover o contato entre empresas demandantes e pequenos e médios fornecedores.	2. Petrobras/Prominp/Sebrae
		3 - promoção de formas de financiamento de antecipação de recebíveis a fornecedores que atendam a Petrobras (através de FDICs e linhas de créditos especiais)	3. Petrobras/mercado de capitais/bancos comerciais
Estratégico	Promover a pesquisa tecnológica para otimização das	1 - Ampliação do escopo e dos recursos do PROSAL	1 - Petrobras/Cenpes
		2 - Ampliação dos recursos do CTPetro	2 - MCT/FINEP/CNPq e Capes

	atividades de E&P	3 - Promoção de maior integração entre as empresas fornecedoras e as universidades/institutos de pesquisa de modo a fomentar o processo de inovação das empresas	3 -Petrobras/MCT/Finep
		4 - Maior intercâmbio entre Petrobras e universidades/institutos de pesquisa de modo a gerar diferentes centros de excelência no país	4 - Petrobras/ANP (programa PRH)/Prominp

5 - Conclusões

O presente estudo teve como objetivo principal examinar a dinâmica atual bem como as perspectivas de investimento na indústria petrolífera no Brasil. Partindo da análise da dinâmica global do investimento, o estudo mapeou, primeiramente, as tendências competitivas e as decisões estratégicas das grandes empresas no cenário mundial. Neste sentido, foi possível constatar um quadro no qual a tendência de exploração de áreas geológicas desfavoráveis - como no Golfo do México, águas profundas (e ultra-profundas) no Brasil, depósitos de areia betuminosa no Canadá, Oeste da África e Sibéria, entre outros – e o conseqüente aumento da complexidade dos projetos produtivos a ela associados, exige o uso de tecnologias ainda imaturas e o gerenciamento subseqüente de custos crescentes de exploração e desenvolvimento. Neste sentido, é possível explicar, pela conjunção dos fatores tecnológicos e geológicos, que mesmo num contexto de crescente preço de petróleo, como o observado até meados de 2008, os também crescentes investimentos em E&P - dos países Não OPEP, de forma geral, e das grandes empresas privadas, em particular - não se traduziram em efetivo aumento da produção. Como conseqüência direta deste panorama, determinou-se um quadro de apertado ajuste entre oferta e demanda de petróleo.

Diante deste cenário, a descoberta do pré-sal no Brasil e as perspectivas positivas de produção a ela associadas assumem considerável importância no contexto mundial, definindo novos horizontes para a indústria petrolífera nacional. O aproveitamento desta considerável oportunidade irá requerer o gerenciamento de significativos riscos, tais como a produtividade dos reservatórios, os custos envolvidos na extração, e o preço de robustez necessário para viabilizar a produção. Por esta razão, a exploração e o desenvolvimento da produção do pré-sal vão demandar imensa quantidade de recursos - financeiros e tecnológicos – e a definição de políticas que ajudem na superação dos desafios associados.

No campo tecnológico, delineiam-se duas grandes diretrizes de mudanças para a indústria petrolífera nacional: i) a necessidade de não somente adaptar as tecnologias já estabelecidas e consagradas como também procurar soluções inovadoras; e ii) a

importância de aproveitar a oportunidade de aumento expressivo de escala para fomentar o desenvolvimento da indústria para-petrolífera brasileira.

No campo financeiro, vislumbra-se um quadro de maciços investimentos por parte da Petrobras, ainda que os números oficiais da empresa não tenham sido divulgados. Mesmo sem saber estes parâmetros oficiais, é notória a necessidade da empresa por mais recursos de terceiros. No curto prazo, a perspectiva de queda acentuada da demanda por petróleo em 2009, como consequência da crise econômica iniciada em 2008, vem diminuindo os preços do petróleo de forma bastante expressiva no presente ano. Com isso, a geração de caixa da Petrobras deve ser amplamente afetada, o que, a princípio, pode comprometer, ao menos em parte, a sua capacidade de auto-financiamento. Todavia, superados os primeiros efeitos da crise de liquidez do mercado de crédito, espera-se um aumento no grau de endividamento da empresa, o que deve possibilitar a ela o acesso aos recursos financeiros necessários.

A superação destes dois desafios é de suma importância para que a concretização da produção a partir do pré-sal facilite o alcance da auto-suficiência e possibilite a realização de excedente passível de exportação. Neste sentido, destaca-se não somente a importância da expansão da capacidade de refinomas também a necessidade de gerenciar um novo condicionante para a atividade de refino no país, que é o aumento do petróleo de origem nacional no montante a ser processado. O desafio para a atividade de refino passa a ser assim o de equacionar quantidade e qualidade, no sentido de aumentar a produção de derivados leves vis-à-vis aumento do volume processado de petróleo pesado nacional, o que implica a necessidade de aumento da capacidade de refino considerando aumento da participação do petróleo nacional como carga processada.

Neste contexto de amplos desafios, o papel e os limites do governo podem ser decisivos para o sucesso da expansão em direção à nova fronteira exploratória e o aproveitamento de todos os efeitos dela decorrentes. Destaca-se assim, primeiramente, a necessidade de que o modelo regulatório atual seja apenas aperfeiçoado (abarcando a questão da unitização das reservas, e a questão fiscal) e não substituído por outra forma contratual totalmente distinta. Da mesma forma, vale destacar a importância da implementação de políticas que, através das instituições já existentes, procurem não somente manter os instrumentos já utilizados para aumentar a capacidade produtiva em E&P e no refino, mas também criar condições para elevar a competitividade da indústria parapetrolífera nacional, e promover a pesquisa tecnológica para otimização das atividades de E&P.

Neste sentido, deve-se concluir que a provavelmente elevada escala de aumento das reservas e produção petrolíferas (e de gás) deve ser acompanhada de uma também elevada preocupação por parte dos gestores de política energética para que não sucumbam a pressões políticas para privilegiar determinados temas em detrimento de outros. Uma boa política energética é aquela integrada e consistente em todas as suas esferas, e desta percepção depende a capacidade da indústria nacional de petróleo para se desenvolver e aproveitar a imensa oportunidade que se vislumbra.

Referências Bibliográficas:

DOE (2008a), Departamento de Energia dos EUA, *International Energy Outlook*, 2008. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov>.

AIE (2005). *Resources to Reserves: Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Futures*. Disponível em: <http://www.iea.org>

AIE (2008). *World Energy Outlook*

ANP (2008), Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2008). Disponível em: <http://www.anp.gov.br>.

Bicalho et al. (2007). Mudança Institucional e Política Industrial no Setor de Petróleo. Ensaios sobre política energética: coletânea de artigos do boletim INFOPETRO / Ronaldo Bicalho (organizador), Grupo de Economia da Energia, Instituto de Economia – UFRJ – Rio de Janeiro: Interciência: IBP, 2007

BP (2008), *Statistical Review*. Disponível em: <http://www.bp.com>.

BP (2007), *Annual Report and Accounts*. Disponível em: <http://www.bp.com>.

CERA (2008), *Upstream Capital Costs Index: Cost of Constructing New Oil and Gas Facilities Reaches New High*,. Disponível em: <http://www.cera.com>.

DOE (2008c). *Short-term Energy Outlook*. Dezembro de 2008. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov>.

DOE (2008b). *Short-term Energy Outlook*. Novembro de 2008. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov>.

EPE (2007)., *Plano Nacional de Energia 2030*. Capítulo 4. Geração Térmica – Petróleo e Derivados. Ministério de Minas e Energia: Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>.

Ferraz, J.C, Kupfer, D. e Haguenaer, L. (1996) , *Made in Brazil:desafios competitivos para a indústria*. Ed. Campus

FMI (2008), *World Economic Outlook, Housing and the Business Cycle*, Abril de 2008. Disponível em: <http://www.imf.org>.

Machado (2008). Machado, Giovanni et al. *Metodologia de Projeção de Preços de Petróleos: um estudo dos diferenciais de preços entre Brent, Árabe Leve, Bonny Light e Marlim*. IBP, 2008.

OPEP (2008), World Oil Outlook. Disponível em: <http://www.opec.org>.

OPEP (2007), Annual Statistical Bulletin. Disponível em: <http://www.opec.org>.

Oliveira, Adilson (2008) “Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira de Bens e Serviços no Setor de P&G” Relatório Final do Promimp – Relatório Final n.o 28, disponível em: <http://www.prominp.com.br/paginadinamica.asp?grupo=245>

Pinto Jr et al (2007) *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. 1ª Ed. Rio de Janeiro: Campus.

PN-Petrobras (2007) – Plano de Negócios da Petrobras 2008/2012. Disponível em: <HTTP://www.petrobras.com.br>