

REDE DE COMPETÊNCIAS

Rede de Articulação de Competências para o Desenvolvimento Industrial



Rede de Observatórios de Desenvolvimento Industrial

Cenários Prospectivos para a Cadeia de Petróleo & Gás Natural na Bahia: uma visão para 2020

Cenários Prospectivos para a Cadeia de Petróleo & Gás Natural na Bahia: uma visão para 2020



Confederação Nacional da Indústria
Instituto Euvaldo Lodi
Núcleo Central



CENÁRIOS PROSPECTIVOS PARA A
CADEIA DE PETRÓLEO & GÁS NATURAL
NA BAHIA: UMA VISÃO PARA 2020

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

Luiz Inácio Lula da Silva
Presidente

Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT

Sérgio Machado Rezende
Ministro

Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP

Luis Manuel Rebelo Fernandes
Presidente

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Armando de Queiroz Monteiro Neto
Presidente

Diretoria Executiva – DIREX

José Augusto Coelho Fernandes
Diretor

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti
Diretor de Operações

Marco Antonio Reis Guarita
Diretor de Relações Institucionais

INSTITUTO EUVALDO LODI – IEL

Conselho Superior

Armando de Queiroz Monteiro Neto
Diretor-Geral

IEL – Núcleo Central

Paulo Afonso Ferreira
Diretor-Geral

Carlos Roberto Rocha Cavalcante
Superintendente

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DA BAHIA – FIEB

Victor Fernando Ollero Ventin
Presidente

Instituto Euvaldo Lodi – Núcleo Regional na Bahia – IEL/BA

Victor Fernando Ollero Ventin
Diretor Regional

Armando Alberto da Costa Neto
Superintendente

REDE DE COMPETÊNCIAS

Rede de Articulação de Competências para o Desenvolvimento Industrial



Rede de Observatórios de Desenvolvimento Industrial

Cenários Prospectivos para a
Cadeia de Petróleo & Gás Natural
na Bahia: uma visão para 2020

Brasília, 2009



Confederação Nacional da Indústria
Instituto Euvaldo Lodi
Núcleo Central

© 2009. IEL – Núcleo Central

© 2009. IEL – Núcleo Regional da Bahia.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada à fonte

IEL/NC

Unidade de Gestão Executiva – UGE

Este documento foi elaborado por uma equipe cujos integrantes encontram-se relacionados na folha de créditos.

FICHA CATALOGRÁFICA

C395

Cenários prospectivos para a cadeia de petróleo e gás natural na Bahia: uma visão para 2020/ Fabiana Carvalho de Araújo ... [et al]. – Brasília: IEL/NC, 2009.
175 p.: il

ISBN 978-85-87257-45-1

1. Petróleo 2. Gás Natural I. Araújo, Fabiana Carvalho de II. Instituto Euvaldo Lodi. Núcleo Regional da Bahia.

CDU 665.6

Instituto Euvaldo Lodi – IEL/Núcleo Central

Setor Bancário Norte, Quadra 1, Bloco B

Edifício CNC

70041-902 – Brasília

Tel.: (61) 3317-9080

Fax: (61) 3317-9360

www.iel.org.br

Lista de gráficos

Gráfico 1 . Evolução do preço médio do barril, tipos Brent e WTI, jun. 2004/fev. 2009	29
Gráfico 2. Consumo mundial de energia primária por fonte, 2007	30
Gráfico 3. Evolução das reservas provadas mundiais de petróleo, 2000-2007	31
Gráfico 4. Evolução das reservas provadas mundiais de gás natural, 2000-2007	32
Gráfico 5. Reservas provadas mundiais de petróleo – 1987, 1997 e 2007 (em %)	34
Gráfico 6. Reservas provadas mundiais de gás natural – 1987, 1997 e 2007 (em %)	35
Gráfico 7. Evolução da produção mundial de petróleo por região, 2000-2007	37
Gráfico 8. Evolução da produção mundial de gás natural por região, 2000-2007	37
Gráfico 9. Evolução do consumo mundial de petróleo por região, 2000-2007	39
Gráfico 10. Evolução do consumo mundial de gás natural por região, 2000-2007	40
Gráfico 11. Participação das regiões na capacidade mundial instalada de refino, 2007	41
Gráfico 12. Evolução da capacidade mundial instalada de refino por região, 2000-2007	41
Gráfico 13. Evolução das reservas provadas de petróleo do Brasil, 2000-2007	57
Gráfico 14. Evolução das reservas provadas de gás natural do Brasil, 2000-2007	58
Gráfico 15. Evolução da produção de petróleo no Brasil, terra e mar, 2000-2007	61
Gráfico 16. Distribuição percentual da produção de petróleo, segundo Unidades da Federação, 2007	61
Gráfico 17. Evolução da produção de gás natural no Brasil, terra e mar, 2000-2007	62
Gráfico 18. Distribuição percentual da produção de gás natural, segundo Unidades da Federação, 2007	63
Gráfico 19. Evolução da produção e consumo de gás natural, no Brasil, 2000-2007	65
Gráfico 20. Evolução das reservas provadas de petróleo da Bahia, terra e mar, 2000-2007	76
Gráfico 21. Evolução das reservas provadas de gás natural da Bahia, terra e mar, 2000-2007	77
Gráfico 22. Evolução da produção de petróleo da Bahia, terra e mar, em mil barris, 2000-2007	78
Gráfico 23. Evolução da produção de gás natural da Bahia, terra e mar, em milhões m ³ , 2000-2007	80
Gráfico 24. Matrizes energéticas Bahia, Brasil e Mundo – energia renovável e não renovável – 2006/2007	92

Lista de Figuras

Figura 1. Reservas provadas mundiais de petróleo, 2007 (bilhão barris)	33
Figura 2. Reservas provadas mundiais de gás natural, 2007 (trilhão m ³)	33
Figura 3. Áreas de concessões da Petrobras e outras operadoras, dez./2008	55
Figura 4. Principais bacias sedimentares da Bahia	72

Lista de quadros

Quadro 1.	Etapas metodológicas	22
Quadro 2.	Campos marginais da Bahia concedidos na 7a Rodada	74
Quadro 3.	Operadoras atuantes na Bahia, 2008	113
Quadro 4.	Concessionárias atuantes na Bahia, 2008	113

Lista de tabelas

Tabela 1.	As 20 maiores reservas provadas de petróleo e gás natural do mundo, 2007 (em %)	36
Tabela 2.	Os 20 maiores produtores de petróleo e gás natural do mundo, 2007 (em %)	38
Tabela 3.	Resumo das Rodadas de Licitações da ANP	51
Tabela 4.	Áreas sob concessão da Petrobras	54
Tabela 5.	Capacidade instalada e utilizada das refinarias do Brasil, 2007	67
Tabela 6.	Concessões na Bahia por operadora	75
Tabela 7.	Produção de petróleo da Bahia, terra e mar, em mil barris, 2000-2007	78
Tabela 8.	Produção de gás natural da Bahia, terra e mar, em milhões m ³ , 2000-2007	79
Tabela 9.	Poços produtores de petróleo e gás natural da Bahia, 2000-2007	80
Tabela 10.	Investimentos da Petrobras previstos para a Bahia, 2007-2011	116

Sumário

Prefácio	
Apresentação	
Apresentação FIEB	
1 Introdução	15
2 Base conceitual e metodológica do estudo	19
3 Panorama da indústria de petróleo e gás natural	27
3.1 Breve contextualização da indústria de P&G no mundo	27
3.1.1 O desempenho da exploração, da produção e do refino	30
3.2 Desenvolvimento do P&G brasileiro: da descoberta à atualidade	42
3.2.1 Mecanismos de regulação da Indústria Nacional de Petróleo	48
3.2.2 O salto do Brasil na exploração, na produção e no refino	56
3.3 O papel da indústria de P&G na Bahia	69
3.3.1 O desenvolvimento da exploração, da produção e do refino no estado	76
4 Análise estratégica da cadeia de P&G baiana sob a ótica prospectiva	83
5 Cenários prospectivos para 2020	123
6 Por um futuro promissor	139
Referências	145
Apêndices	157
Apêndice A Relação dos participantes da consulta Delphi	159
Apêndice B Linhas de financiamento disponíveis para a cadeia P&G	163
Apêndice C Blocos em concessão na bahia	167
Apêndice D Blocos e campos na fase de exploração, desenvolvimento e produção na Bahia, em 31/12/2007	171

Prefácio

Informação para o desenvolvimento e a inovação

O apoio da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) à **Rede de Articulação de Competências para o Desenvolvimento Industrial** é consonante com o projeto nacional que traz a inovação para o coração do desenvolvimento. Esta publicação expressa de forma clara a relevância de iniciativas voltadas à organização, à análise e à difusão de informação qualificada como subsídio à formulação e à discussão das políticas industrial e de ciência e tecnologia.

Ao longo dos últimos anos, a FINEP consolidou-se como a principal agência brasileira de apoio à inovação. Atualmente, opera programas como o Programa Primeira Empresa (PRIME), que subsidia empresas inovadoras nascentes na estruturação de seus planos de negócios e no desenvolvimento de novos produtos e serviços. Desenvolve o INOVA BRASIL, crédito voltado a empresas de todos os portes, nas diretrizes da Política de Desenvolvimento Produtivo (PDP) do Governo Federal. E também é responsável pelo Programa de Subvenção Econômica, que aplica recursos públicos não reembolsáveis diretamente em empresas, nas áreas prioritárias da PDP, compartilhando com elas os custos e os riscos inerentes às atividades inovativas.

Como resultado dessas e de outras ações, a FINEP contribui para o crescimento do investimento por parte das empresas nacionais em atividades de P&D e inovação. Colabora ainda para o fortalecimento da competitividade empresarial no Brasil e no mercado mundial, além de fomentar o aumento das parcerias entre o setor empresarial e as instituições de ensino e pesquisa.

Também como parte desse esforço conjunto, a FINEP tem mantido uma permanente parceria com o setor industrial, por meio de importantes instituições como o Instituto Euvaldo Lodi (IEL) e a Confederação Nacional da Indústria (CNI). Os resultados do projeto **Rede de Competências** contribuem para a discussão da política industrial com iniciativas e informações trazidas do ambiente empresarial. A informação estratégica gerada no âmbito do projeto subsidia a tomada de decisões empresariais nos ambientes do desenvolvimento tecnológico e de inovação, em um caminho que reflete a necessária articulação entre análise e proposição. A Rede de Competências colabora para o aperfeiçoamento de políticas e ações promovidas no cenário de constante mudança da inovação empresarial.

Luis Manuel Rebelo Fernandes
Presidente da FINEP

Apresentação

Uma indústria forte faz-se com informações estratégicas que identificam ameaças e oportunidades no ambiente de negócios. O ritmo acelerado de mudanças e avanços em todas as áreas do conhecimento, além de elevar os níveis de incertezas e de complexidade dos processos, exige das empresas ações de diagnóstico, prospectiva e planejamento, que as auxiliem na sua inserção e manutenção em mercados cada vez mais competitivos e exigentes.

Como entidade do Sistema Indústria voltada ao aperfeiçoamento da gestão, o Instituto Euvaldo Lodi (IEL) realiza estudos de tendências e demandas importantes para a tomada de decisão e superação de desafios no cotidiano das empresas. Um dos pilares dessa atuação é a Rede de Articulação de Competências para o Desenvolvimento Industrial (Rede de Competências), resultado de convênio celebrado entre o IEL e a Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), que tem a Confederação Nacional da Indústria (CNI) como colaboradora do projeto.

A Rede de Competências é fundamental para construir as bases necessárias ao cumprimento dos objetivos traçados no Mapa Estratégico da Indústria 2007-2015. O documento encerra a visão de longo prazo do Sistema Indústria, definindo metas e programas capazes de consolidar o Brasil como uma economia competitiva, inserida na sociedade do conhecimento e base de uma das principais plataformas da indústria mundial: inovadora, com capacidade de crescer de forma sustentável, com mais e melhores empregos.

Pelo formato de sua atuação, a Rede de Competências consegue antecipar-se às tendências e apoiar as empresas no desenvolvimento de produtos, de processos e de gestão inovadores. Apoia igualmente o próprio Sistema Indústria na proposição de políticas públicas que propiciem um ambiente favorável à competitividade empresarial.

A presente publicação é resultado da pesquisa realizada em um dos sete Observatórios para o Desenvolvimento Industrial, que integram a Rede de Competências. Nesses observatórios são concebidos cenários de futuro sob o ponto de vista setorial, levantadas tendências e recomendadas políticas e ações institucionais para o desenvolvimento sustentável da indústria. É esse conteúdo estratégico que a presente publicação traz ao conhecimento de seus leitores.

Nas economias desenvolvidas, os estudos voltados para a construção de cenários são práticas comuns e definem a condição de liderança desses países nos diversos setores. Com base nessas experiências, a Rede de Competências pretende mobilizar talentos individuais e coletivos, públicos e privados, bem como mapear informações vitais para potencializar o progresso do país. Mais do que prerequisite para a competitividade, a informação e o conhecimento são sinônimos de sobrevivência no mercado global.

Armando de Queiroz Monteiro Neto
Presidente da CNI e do Conselho Superior do IEL/NC

Apresentação FIEB

A estruturação de uma política industrial e a busca por um sistema local de inovação, que se preocupe com a transmissão do conhecimento, são essenciais ao desenvolvimento econômico. Para que haja legitimidade e coerência na elaboração dessa política são primordiais informações fidedignas e o estímulo a novas oportunidades, seja por *expertises* adquiridas ou criadas localmente.

Em um ambiente cercado de incertezas, definir estratégias diferenciadas é primordial tanto para o empresário quanto para o Estado. Ao analisar a nova realidade da concorrência mundial e sua dinâmica de funcionamento, entende-se que a gestão da informação e a análise de tendências são condições que influem na capacidade de antecipar-se às mudanças.

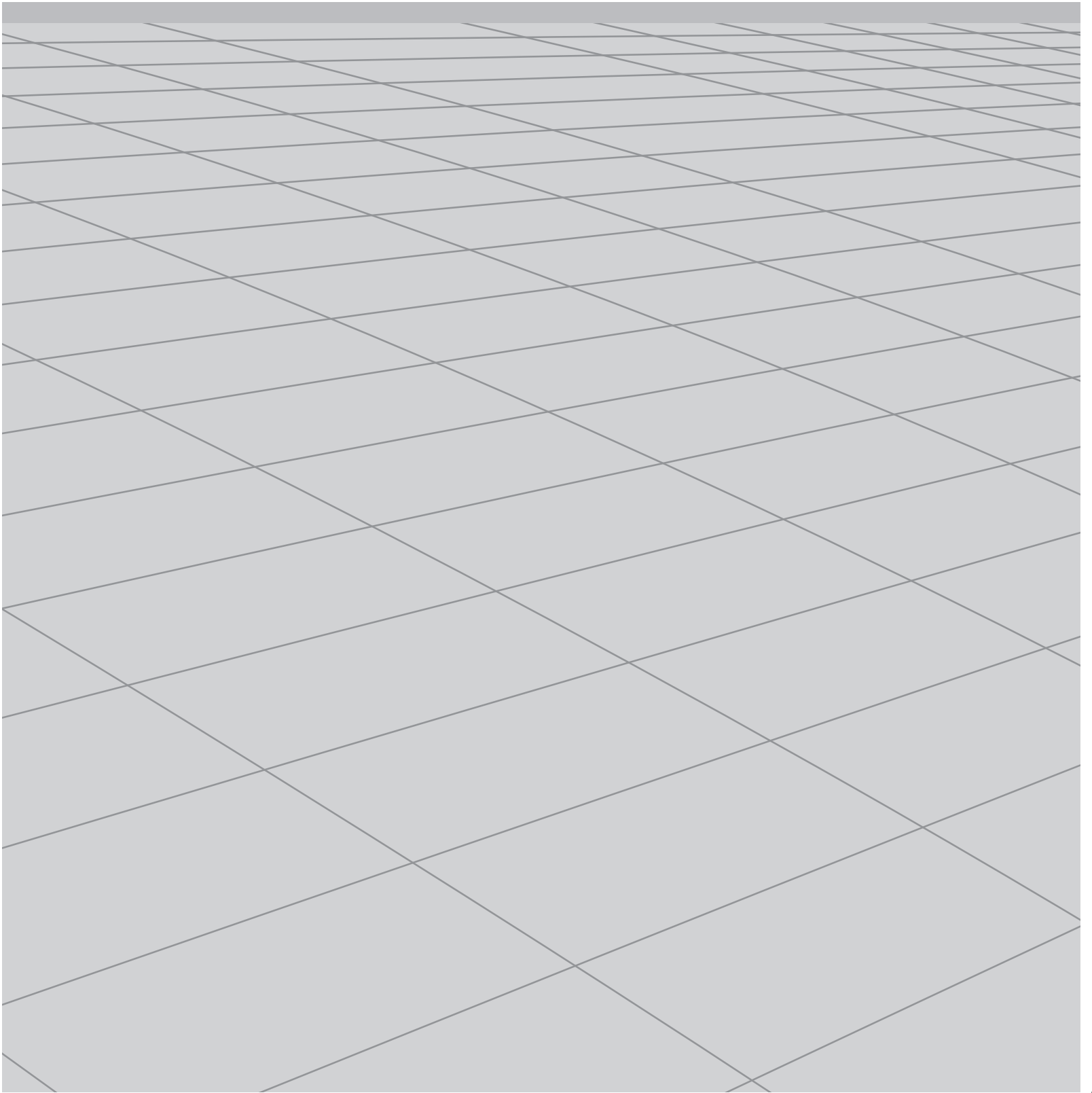
Subsidiar as empresas com informações que melhorem a competitividade das indústrias baianas é papel do Instituto Euvaldo Lodi (IEL/BA). A capacitação empresarial, a interação universidade–empresa e o apoio à inovação tecnológica e ao empreendedorismo são linhas de ação já existentes que buscam agregar valor à indústria local e promover o seu desenvolvimento sustentável. O trabalho desenvolvido pelo IEL/BA, no âmbito do projeto do Observatório de Desenvolvimento Industrial da Bahia (ODI Bahia), traz novos benefícios e acresce às suas competências as temáticas de inteligência competitiva e de prospectiva estratégica.

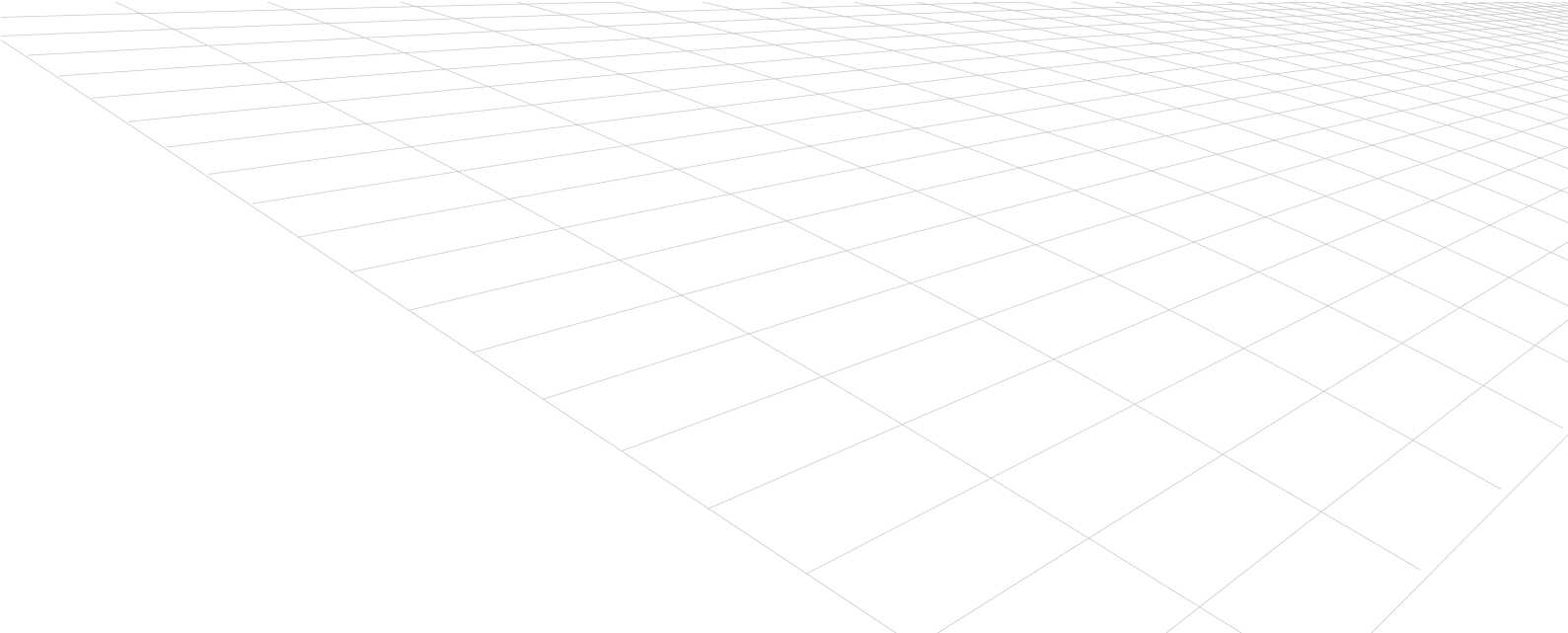
Com o propósito de gerar e disseminar conhecimento para tomada de decisão, contribuindo para o desenvolvimento industrial sustentável, o IEL/BA apresenta este trabalho como resultado do estudo prospectivo piloto para a Cadeia de Petróleo e Gás da Bahia, uma das mais relevantes para a economia do estado. As atividades de refino e produção de combustíveis representam um terço do valor de transformação industrial do estado. Esse dado evidencia a importância da indústria petrolífera na Bahia, bem como sua influência para a indústria local como grande demandante de insumos e matérias-primas.

Apresentar um panorama atual da Cadeia de Petróleo e Gás no mundo, no Brasil e, em especial, na Bahia, e construir cenários futuros para essa cadeia baiana, a partir dos dados obtidos com a participação dos especialistas no assunto, foram os objetivos traçados para este estudo.

A todos os especialistas que se envolveram na sua elaboração, pela dedicação e contribuição, o nosso agradecimento. Suas participações foram importantes para o resultado alcançado.

Victor Fernando Ollero Ventin
Presidente da FIEB e Diretor Regional do IEL/BA





1 Introdução

O Observatório de Desenvolvimento Industrial da Bahia, instalado no IEL/BA, é resultado de uma iniciativa nacional do Instituto Euvaldo Lodi, da qual participam Minas Gerais, Bahia, Paraná, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Pernambuco, cujo esforço se pauta na constituição de uma “unidade” de desenvolvimento de estudos prospectivos no âmbito de uma rede, denominada Rede de Articulação de Competências para o Desenvolvimento Industrial (Redecomp). Cabe ao observatório, nesse contexto, monitorar informações estratégicas, analisar tendências e realizar estudos prospectivos que contribuam para o desenvolvimento industrial sustentável.

O estudo ora apresentado partiu da análise do desempenho da Cadeia Baiana de Petróleo e Gás, nos segmentos de exploração, produção e refino no período de 2000 a 2007 para, a partir da análise dos condicionantes e das variáveis identificadas, trabalhar com a prospectiva e com a construção de cenários futuros para a referida cadeia em 2020.

Inicialmente, entre janeiro e outubro de 2008, foi elaborado um panorama atual das atividades de exploração, produção e refino, como poderá ser visto posteriormente. A partir da identificação de elementos que norteiam as relações e a estrutura da Cadeia de Petróleo e Gás baiana, obtidos via diagnóstico atualizado, entrevistas com os especialistas da área e realização de *workshops*, a equipe do ODI Bahia pôde dar início à construção do estudo prospectivo, culminando na consulta *Delphi*, cuja análise dos resultados levou à elaboração dos cenários da Cadeia de Petróleo e Gás baiana em 2020.



Para facilitar a compreensão da delimitação dos níveis de agregação do objeto de análise e as inferências feitas, serão apresentadas as diferenças conceituais de complexo industrial, cadeia produtiva e setor.

Segundo Possas (1984, p. 2 apud TEIXEIRA; GUERRA, 2003), em diferentes abordagens, um complexo industrial “tem sido concebido, antes de mais nada, como um agrupamento de atividades produtivas, com predomínio industrial, caracterizadas pelo elevado grau de vinculação econômica entre si comparativamente à existente com a média das demais atividades de um país (ou região)”. Nesse nível, o entrelaçamento de diversas cadeias produtivas é comum.

Já as cadeias produtivas constituem-se em um somatório de etapas produtivas nas quais diversos insumos vão sendo transformados e transferidos para frente até chegarem a um bem de uso final. Em algumas dessas etapas é possível identificar cadeias de fornecedores, por exemplo, nas quais um conjunto de empresas, de setores diferentes, participa de um acordo de produção fornecendo bens e serviços. Por fim, o setor é caracterizado pelo envolvimento de unidades industriais de atividades semelhantes.

De acordo com Teixeira e Guerra (2003), a indústria de petróleo e gás caracteriza-se por forte vínculo estrutural, de natureza técnica, produtiva e organizacional, entre empresas, que, tradicionalmente, são classificadas em vários setores de atividades – metalmeccânico, química, eletrônica, serviços de engenharia, entre outros – de diversos tamanhos e que possuem dinâmicas concorrenciais e níveis de desenvolvimento tecnológicos diferenciados.

A Cadeia de Petróleo e Gás (P&G) é uma das mais importantes para a economia baiana. Segundo dados da SEI (2008) e Promo (2008), essa cadeia representou, em conjunto com os segmentos químicos e petroquímicos, 32% do valor agregado do estado em 2005 e foi responsável por 35% da pauta de exportação da Bahia em 2007, além do segmento de refino representar 25% do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS), arrecadado pelo estado para 2007. As atividades de extração representam mais de 75% das indústrias extrativas estaduais, enquanto as atividades de refino e produção de combustíveis, cerca de 1/3 da produção das indústrias de transformação do estado. Esses dados evidenciam a importância da indústria petrolífera para o estado, bem como sua influência para a indústria local como grande fornecedora de insumos e matérias-primas para o setor petroquímico.

Com base no quadro atual para a Cadeia de Petróleo e Gás no Brasil, e particularmente na Bahia, com a concessão, pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), de campos marginais para desenvolvimento, produção e exploração por empresas independentes, o estado precisa ter fortalecida sua base de dados e estudos sobre Petróleo e Gás, corroborando para o adensamento da participação de empresas de capital nacional, principalmente pequenas e médias. Isto dará capilaridade e contribuirá para a melhor distribuição de emprego e renda no estado. Vale ressaltar que não somente ações de caráter público podem e devem ser executadas, mas as instituições privadas que também integram o sistema local de inovação devem ser mobilizadas. Capacitação de pessoal, investimento em qualificação de fornecedores da cadeia, seja em

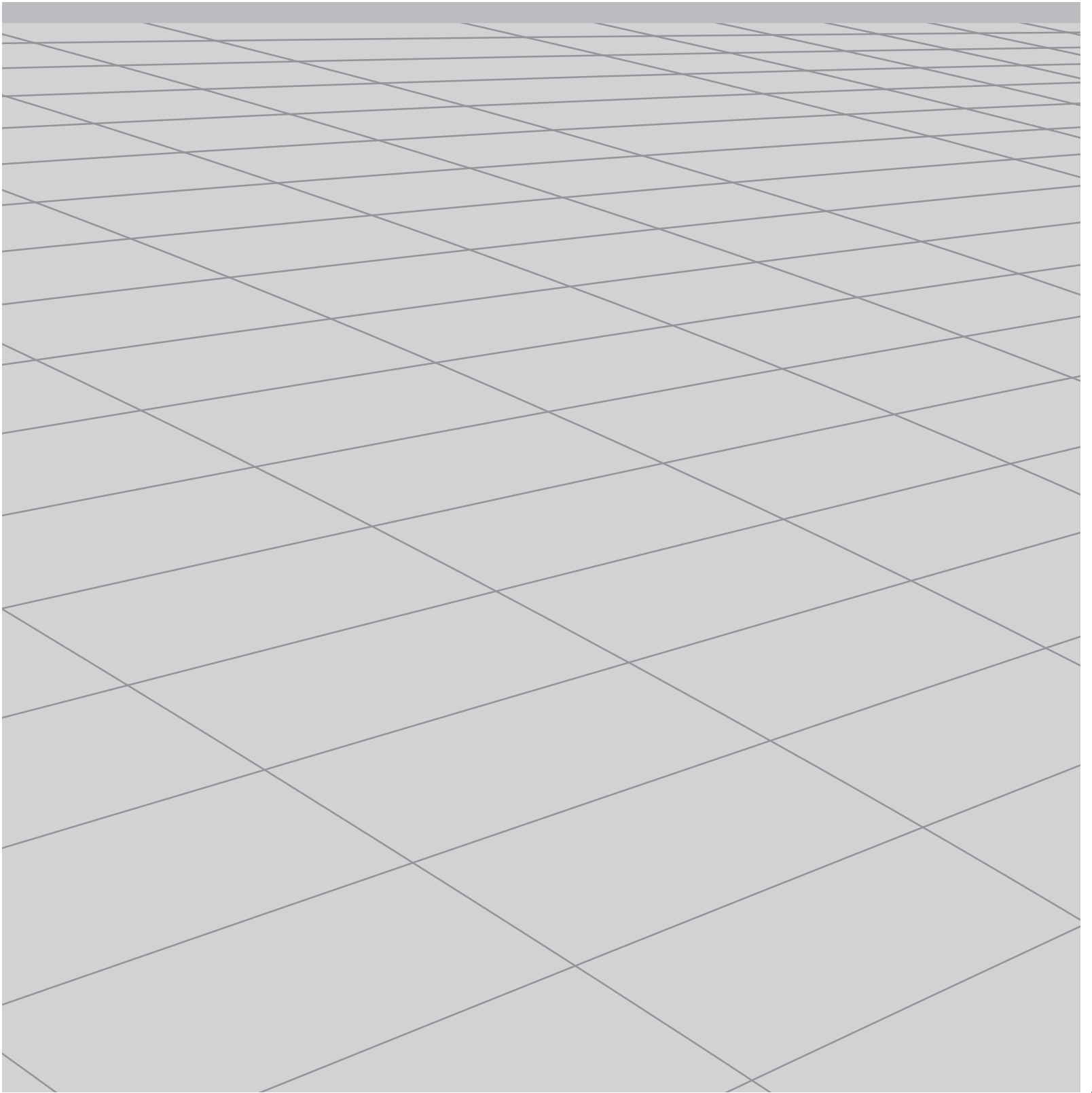


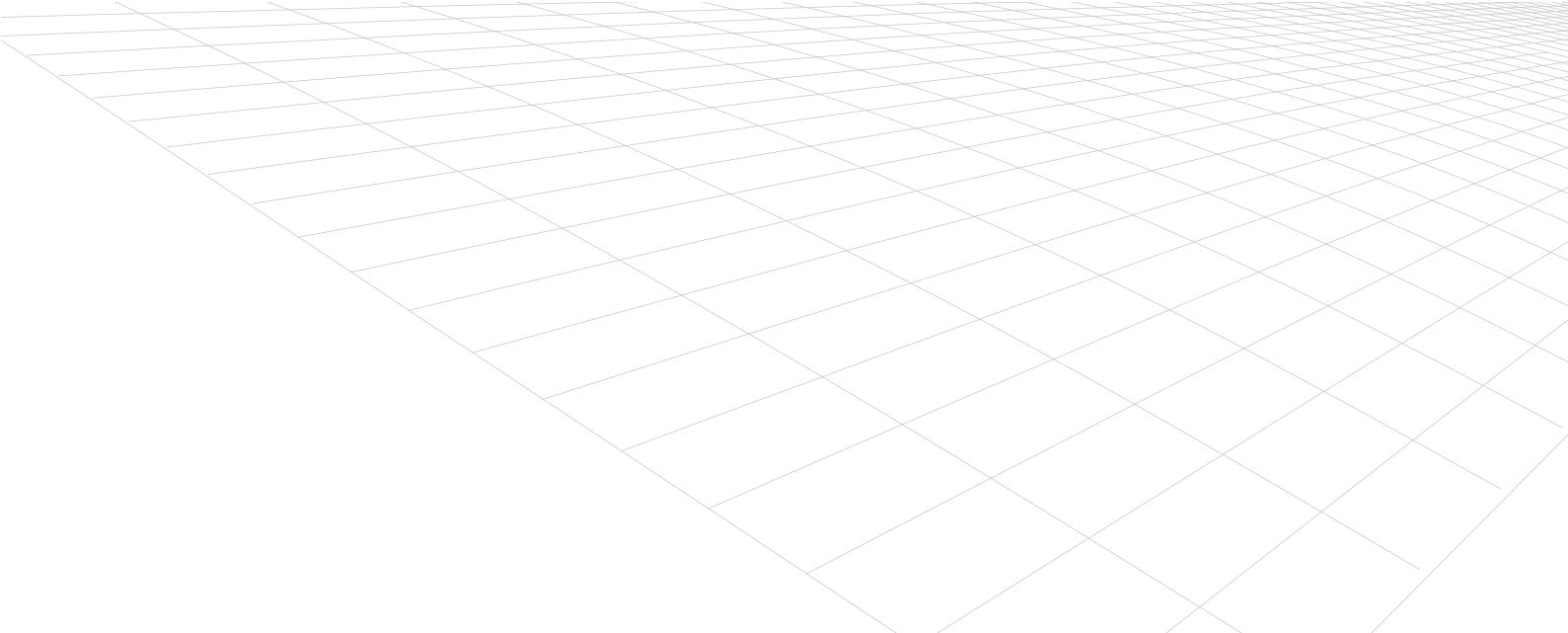
aspectos concorrenciais, técnicos ou administrativos, precisam ser repensados. Precisamos identificar quais os caminhos a seguir, quais variáveis são importantes, quão distantes estamos de uma nova e promissora realidade para a cadeia na Bahia.

Os objetivos deste trabalho são, portanto: apresentar um panorama atual da Cadeia de Petróleo e Gás no mundo, no Brasil e, em especial, na Bahia e construir cenários futuros (em 2020) para essa cadeia baiana, a partir dos dados obtidos com a participação dos atores locais, especialistas no assunto. A análise das informações, em conjunto com os especialistas, permitiu compreender de que forma a cadeia de P&G baiana está estruturada, quais os fatos portadores de futuro e quais ações devem ser tomadas para potencializar os pontos fortes e minimizar os pontos fracos.

Este trabalho está dividido em cinco grandes partes: 1) apresentação da base conceitual e desenvolvimento metodológico do estudo prospectivo; 2) panorama atual da indústria do petróleo e do gás natural, subdividido em mundo, Brasil e Bahia; 3) análise estratégica da cadeia de P&G baiana sob a ótica da prospectiva por meio das variáveis críticas; 4) apresentação dos cenários prospectivos; e 5) proposições finais por um futuro promissor.

Como pode ser observado nos aspectos metodológicos, após a atualização do panorama foram cumpridas etapas importantes para a construção de variáveis e temas estratégicos que nortearam, a partir da pesquisa e da participação coletiva, os cenários futuros de referência, crítico e ideal, além da proposição de ações para melhor desempenho da cadeia.





2 Base conceitual e metodológica do estudo

A realização de estudos prospectivos tem crescido bastante nos últimos anos, decorrente de um contexto de mudanças profundas no cenário internacional, principalmente no que tange à globalização da economia e à aceleração das mudanças tecnológicas. A capacidade de antecipar tornou-se um elemento de extrema importância para assegurar a competitividade de empresas e países.

Métodos, técnicas e ferramentas foram criadas buscando utilizar os conhecimentos disponíveis para buscar não prever como será o futuro, mas compreender quais são os fatores condicionantes e identificar os melhores caminhos para a construção do futuro desejado.

Nesse contexto, as informações e as percepções obtidas por meio de atividades prospectivas são utilizadas para subsidiar o planejamento das organizações, uma vez que auxiliam a tomada de decisões, a elaboração de estratégias e a redução de incertezas inerentes ao futuro.

Quando se fala em prospecção, vários termos têm sido utilizados com sentido semelhante. Em inglês, as denominações mais empregadas são *forecast(ing)*, *foresight(ing)* e *future studies*. Em francês, *futuribles*, *veille technologique* e *la prospective*. O termo “cenários” também tem sido utilizado, entretanto, a maioria dos autores o tem classificado como um dos métodos ou técnicas utilizados na realização de estudos prospectivos.



A prospectiva, segundo Michel Godet (2000 apud CGEE 2009b), do Conservatório Nacional de Artes e Ofícios (Cnam)¹, um dos principais teóricos dessa abordagem, aproxima-se do conceito de *foresight*. Prospectiva não é apenas um enfoque exploratório (antecipação estratégica), mas representa também um enfoque normativo (utilização de ferramentas de planejamento estratégico para atingir um futuro desejado). É o espaço em que

o sonho fecunda a realidade; conspirar por um futuro desejado é não sofrer mais pelo presente. Assim, a atitude prospectiva não consiste em esperar a mudança para reagir – a flexibilidade por si mesma não leva a lugar nenhum – mas sim controlar a mudança no duplo sentido, no de pré-atividade (preparar-se para uma mudança esperada) e no de pró-atividade (provocar uma mudança desejada): o desejo é a força produtiva do futuro (GODET, 2000 apud CGEE 2009b).

Seguindo a tradição do planejamento estratégico e da administração estratégica, a prospectiva estratégica enfatiza a importância de construir-se e de considerar-se múltiplos cenários futuros de longo prazo no processo decisório. Dadas as características dos métodos empregados pela *prospective*, pode-se dizer que são cenários estratégicos, em que a ação estratégica define-se a partir da visão do futuro.

Para Michel Godet (1997), só faz sentido desenvolver e aperfeiçoar uma metodologia de prospectiva estratégica se ela puder dar provas práticas, como ferramenta de gestão, às transformações constantes e abruptas de um mundo globalizado. Dessa forma, nessa abordagem, prospecção e planejamento estratégico devem ser trabalhados de forma indissociada para que gerem melhores resultados. Assim, a análise de prospectiva deve apontar tendências e riscos de rupturas, e o planejamento estratégico, por seu lado, interroga-se sobre as escolhas possíveis e os riscos inerentes.

Logo, não se devem confundir cenários prospectivos – que projetam os desejos e as angústias face ao futuro – com a escolha das opções estratégicas – em que as decisões devem observar as evoluções previsíveis do ambiente que envolve a empresa. A fase da antecipação das mudanças deve ser construída de forma coletiva e requer o envolvimento do maior número de atores internos e externos, envolvidos tanto no processo de construção de cenários quanto no posicionamento do setor/empresa em questão. E os instrumentos da prospectiva permitirão organizar e estruturar, de maneira transparente e eficaz, a reflexão coletiva sobre os desafios do futuro e, eventualmente, a avaliação das opções estratégicas da empresa.

¹ Michel Godet é professor catedrático de prospectiva industrial do Conservatório Nacional de Artes e Ofício (Cnam) e autor do **Manuel de Prospective Stratégique**, além de outros livros dessa especialidade. O Cnam, de Paris, é um centro de excelência em prospectiva estratégica, subordinado ao Laboratório de Investigação em Prospectiva Estratégica e Organização (Lipsor), instituto de pesquisa que promove estudos, pesquisas e trabalhos na área de prospectiva estratégica, desenvolve essas fronteiras conceituais e disponibiliza a caixa de ferramentas de prospectiva estratégica, que reúne as principais ferramentas utilizadas pela metodologia de prospectiva estratégica.



Nas últimas décadas, atividades prospectivas têm sido realizadas em vários países, podendo ser citadas algumas iniciativas para o planejamento de médio e longo prazos de CT&I, como os estudos prospectivos da Espanha, da Alemanha, do Reino Unido, da Irlanda e do Japão.

No Brasil, as metodologias de prospecção têm aplicação recente. O programa Prospector, do Ministério da Ciência e Tecnologia, e o Programa Brasileiro de Prospectiva Tecnológica Industrial, coordenado pelo Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, foram iniciativas pioneiras do ponto de vista governamental. Em 2001, durante a II Conferência Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação, foi criado o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) com a missão de promover e realizar estudos e pesquisas prospectivas de alto nível na área de ciência e tecnologia e suas relações com setores produtivos, como parte dos esforços para promover o aumento da conscientização da importância de tais ferramentas para a inovação e para o fortalecimento da economia nacional.

Vale destacar outras experiências, como uma série de estudos prospectivos desenvolvidos pelo Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior e pelo Instituto Euvaldo Lodi, denominada Futuro da Indústria, e o Projeto CT-Petro – Tendências Tecnológicas, coordenado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis e pelo Instituto Nacional de Tecnologia.

Além de instituições, grandes empresas têm utilizado essas ferramentas para auxiliar no planejamento de suas estratégias de ação. A exemplo da Shell que, graças a estudos prospectivos realizados na década de 1960, antecipou-se à crise do petróleo e tornou-se uma das maiores empresas na área.

A relação de campos de estudo vinculados com a temática de explorar o futuro é grande e tende a crescer ainda mais. A simples revisão dos termos feita anteriormente identifica diferentes denominações para grupos e estruturas conceituais. Isso tem gerado considerável confusão na terminologia, o que dificulta a elaboração de definições simples e diretas, não estabelecendo diferenças entre níveis de abrangência nos usos de tais abordagens, métodos e técnicas.

Diversos autores apontam para a necessidade de utilizar-se mais de um método ou técnica na realização de um estudo prospectivo. Isto é decorrente das dificuldades inerentes a esse tipo de atividade e do fato de nenhum método atender a todas as necessidades envolvidas. De modo geral, métodos quantitativos são combinados com métodos qualitativos, conhecimentos explícitos somam-se a conhecimentos tácitos na busca de complementaridade ou de visões diferenciadas.

Cabe ressaltar a percepção de que cada método, técnica ou ferramenta apresenta vantagens e desvantagens. Dessa forma, a qualidade dos resultados dos estudos está fortemente ligada à correta escolha da metodologia a ser utilizada na sua elaboração.



Para a construção dos cenários prospectivos da cadeia de P&G baiana no ano 2020, foi definido um conjunto de etapas metodológicas envolvendo métodos e técnicas qualitativos e quantitativos, como pode ser observado no quadro a seguir. Vale ressaltar a importância das consultorias prestadas pelo Instituto Sagres e pela Câmara Consultoria no desenvolvimento deste trabalho.

Quadro 1
Etapas metodológicas

1 Definição da temática
2 Diagnóstico atual
3 Levantamento de fatos portadores de futuro
4 Identificação das variáveis
5 Realização de <i>brainstorming</i> com especialistas
6 Definição de temas estratégicos
7 Estruturação de eventos futuros
8 Realização de consulta <i>Delphi</i>
9 Simulações
10 Descrição dos cenários

A construção de cenários prospectivos passa pela identificação de um futuro de referência, obtido pelo processo de simulação Monte Carlo, com base nas opiniões obtidas em uma consulta *Delphi*. Uma das condições necessárias para que o futuro de referência não seja uma utopia é sua conexão com o presente. Para tanto, faz-se necessário, primeiramente, uma avaliação diagnóstica do objeto de estudo.

Assim, o Observatório de Desenvolvimento Industrial da Bahia desenvolveu um panorama atual da indústria do petróleo, utilizando como referência o Diagnóstico da Cadeia de Suprimento dos Segmentos de Exploração, Produção, Refino e Transporte de Petróleo e Gás Natural na Bahia (Diagpetro) (BAHIA, 2006a), o levantamento de informações históricas, a análise de artigos atuais e do monitoramento de dados e notícias da cadeia, com foco especial no estado.

O objetivo do panorama, além de apresentar o cenário atual da Cadeia de Petróleo e Gás da Bahia e fazer uma análise histórica identificando as tendências, foi dar suporte ao levantamento dos fatos portadores de futuro, que são fatos concretos do presente ou do passado, com grande potencial para influenciar no cenário futuro.

Segundo Godet (1997), os fatos portadores de futuro são “sinais ínfimos por suas dimensões presentes, mas imensos por suas consequências e potencialidades virtuais”. Existem fatos que indicam a manutenção do rumo atual dos acontecimentos, ou seja, reforçam a tendência. Outros, que podem ser pequenas



sinalizações, muitas vezes de difícil percepção, indicam rupturas de tendência. A esses fatos estão atreladas uma ou mais variáveis.

Em seguida foi realizada identificação e análise de relevância dessas variáveis, que foram divididas em variáveis do ambiente interno e externo. As variáveis do ambiente externo são aquelas cujo comportamento altera as variáveis do ambiente interno, e estas últimas são aquelas cujo conhecimento permite identificar a evolução histórica e as condições atuais em que se encontra o tema do estudo. Cabe destacar que em função da delimitação do escopo deste estudo, o ambiente interno considerado foi aquele relacionado diretamente à Cadeia de Petróleo e Gás da Bahia.

A análise de relevância envolveu especialistas que examinaram: *i)* a importância das variáveis dos ambientes interno e externo; *ii)* o inter-relacionamento entre variáveis do ambientes interno e externo; e *iii)* a relação de causalidade entre variáveis do ambiente externo. Como resultado, obteve-se um gráfico com a relevância das variáveis do ambiente externo.

Em seguida foram identificadas as oportunidades e ameaças no ambiente externo e as fortalezas e debilidades no ambiente interno, utilizando a técnica Swot², de modo a compreender de que forma a cadeia de P&G baiana está estruturada e quais ações devem ser tomadas para potencializar as fortalezas e minimizar as debilidades.

O *brainstorming* foi realizado, a partir dos resultados da análise de relevância, contando com especialistas e consultores para que indicassem os temas estratégicos (variáveis críticas). A consolidação desses temas foi realizada pela equipe técnica do observatório e estruturados os eventos futuros.

Esses eventos futuros podem ser conceituados como fenômenos de possível ocorrência relacionados aos temas, que serão combinados para compor os cenários futuros. A equipe desenvolveu as ambientações dos eventos futuros e contou, mais uma vez, com os especialistas para validação.

O passo seguinte foi organizar o questionário da consulta *Delphi*, composto dos temas estratégicos, ambientações, eventos futuros (questões) e as respostas possíveis, disponibilizando uma versão em *word* e outra *web*, para acesso *on-line* dos participantes. Vale ressaltar a importância da versão *on-line* que proporcionou maior facilidade e praticidade para os respondentes. No entanto, a versão em *word* deu oportunidade de participação para aqueles que tiveram algum problema de acesso à internet.

Segundo Godet (1997), "o método *Delphi* tem por objetivo evidenciar as convergências de opinião e destacar certos consensos sobre assuntos muito concretos, graças à interrogação de peritos, por meio de questionários sucessivos". Assim, a equipe selecionou os peritos (especialistas) que foram submetidos a duas rodadas da consulta: após processamento dos resultados da primeira rodada, os especialistas receberam o questionário

² Swot: *strengths* (fortalezas), *weaknesses* (debilidades), *opportunities* (oportunidades) e *threats* (ameaças).



contendo as médias gerais, para que alterassem ou mantivessem as suas respostas, caracterizando a convergência de opiniões.

Escolheu-se trabalhar com cenários exploratórios probabilísticos, que são construídos com apoio de um sistema de informação, isentando o estudo de qualquer juízo de valor da equipe e proporcionando maior consistência ao trabalho.

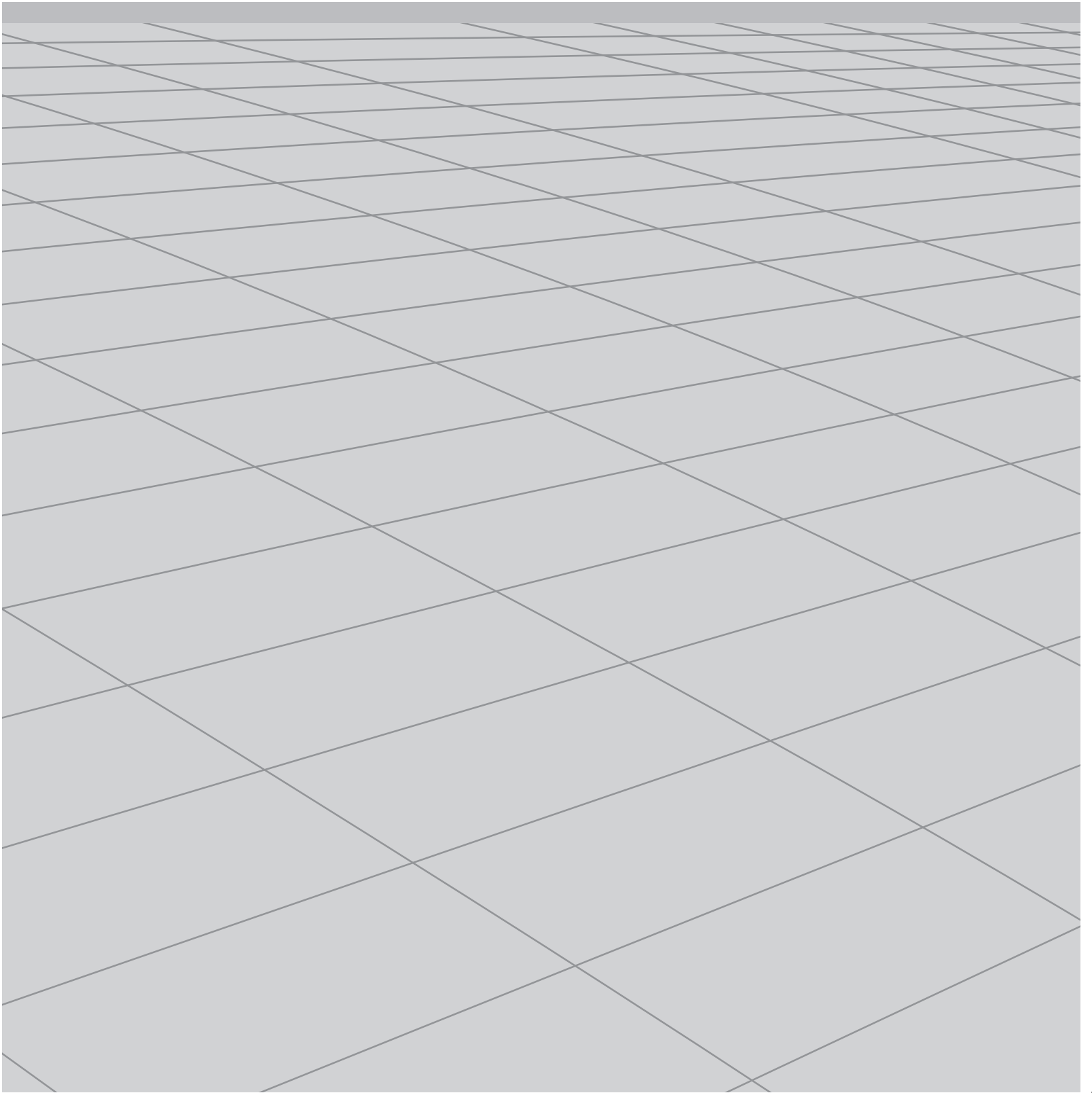
A primeira rodada contou com 114 respondentes. Desses, 70 responderam a segunda rodada. Cabe ressaltar que o período de aplicação da consulta *Delphi* (5 de janeiro a 15 de fevereiro) não foi o mais adequado por ser um período de recesso, dificultando o acesso e o retorno dos especialistas.

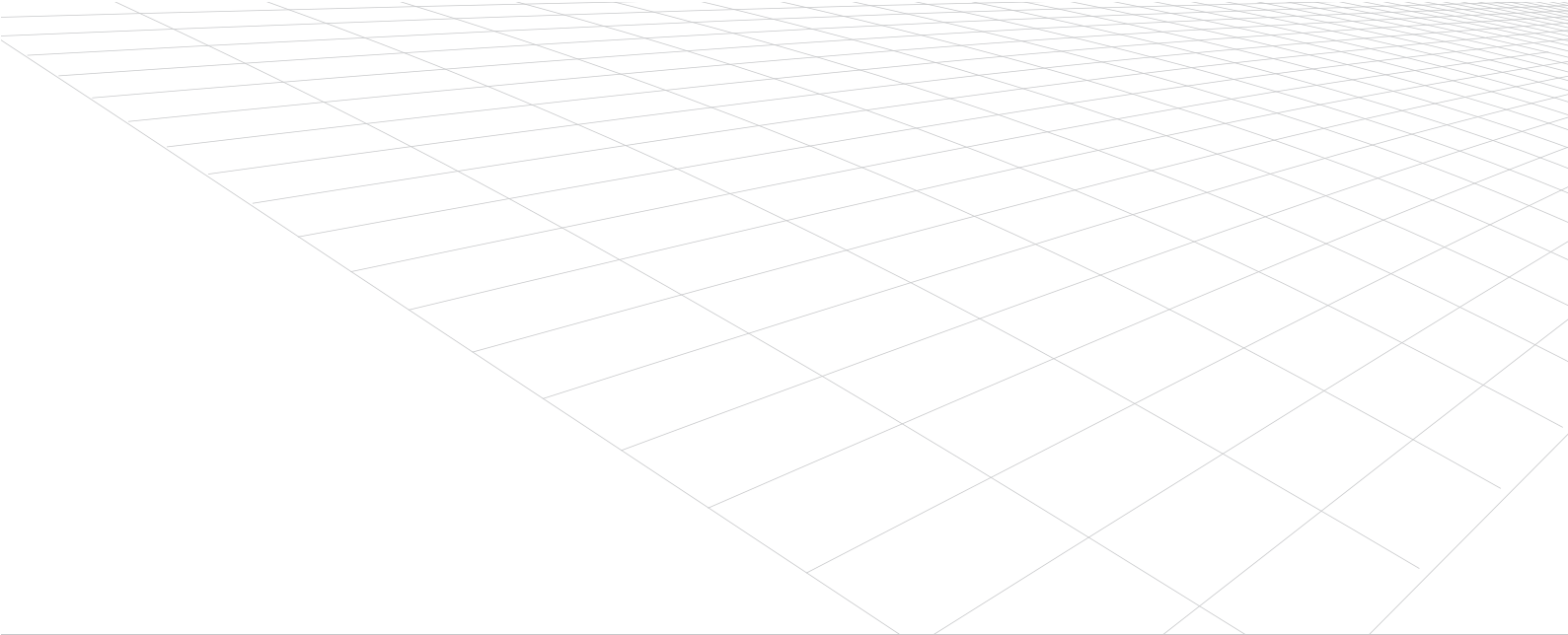
Em seguida foram realizadas duas oficinas com especialistas para construção da Matriz de Impactos Cruzados, com objetivo de avaliar os efeitos da ocorrência de cada evento sobre as probabilidades de ocorrência dos demais, tendo como base a média de respostas das rodadas, e identificar o cenário ideal para a Cadeia de P&G baiana no ano de 2020.

As respostas obtidas nas rodadas e na Matriz de Impactos Cruzados foram tabuladas por meio da aplicação de tratamento estatístico simples – média aritmética – e inseridas no programa denominado Prospector para, por meio do processo de simulação Monte Carlo, identificar os cenários de referência e crítico, e a probabilidade de o cenário ideal acontecer.

Durante a descrição dos cenários, foram estabelecidas algumas premissas para identificar os eventos-chave, aqueles que quando ocorrem exercem forte influência nos demais. Percebeu-se que existem alguns eventos, em sua maioria de ordem macroeconômica, que, caso ocorram, alterarão o cenário mais provável para um cenário consideravelmente crítico para o setor. Isso mostra que as variáveis relacionadas a esses eventos devem ser constantemente monitoradas.

Após a identificação dos cenários, as etapas seguintes foram a descrição dos cenários e a elaboração de propostas de políticas e ações estratégicas, a partir das sugestões apresentadas por atores e especialistas da Cadeia de P&G da Bahia. Essas proposições são elementos balizadores para discussão e/ou elaboração de políticas públicas e planos de ação estratégicos das organizações, tornando, assim, esse estudo importante instrumento para a busca de um cenário ideal.





3 Panorama da indústria de petróleo e gás natural

3.1 Breve contextualização da indústria de P&G no mundo

O petróleo é conhecido desde 4.000 anos a.C., quando alguns povos já o utilizavam em sua forma natural, obtendo-o de exsudações ou vazamentos na superfície da terra. Nos países árabes, na Antiguidade, foi utilizado na construção de pirâmides, na conservação de múmias e como combustível nos dardos incendiários nas grandes batalhas. Na América do Sul, também pelos antigos habitantes, como os incas, foi utilizado na pavimentação das estradas. Outros usos do petróleo foram: calafetar embarcações, impermeabilização, pintura e cerâmica (PETROBRAS, [20-?])a).

Apenas no século XVIII, o petróleo começou a ser usado comercialmente, na indústria farmacêutica e na iluminação (UNICAMP, [20-?]). A primeira mineração do petróleo aconteceu em 1742, na Alsácia, região administrativa da França, nas fronteiras da Alemanha e da Suíça (BAHIA, 2006a).

No início do século XIX, em Baku, capital do Azerbaijão, os russos escavaram os primeiros poços, usando pás e enxadas, atingindo profundidades de, no máximo, 30 metros (BAHIA, 2006a). Em 27 de agosto de 1859, após meses de perfuração e com muita dificuldade técnica, Edwin L. Drake encontrou petróleo na Pensilvânia e nos Estados Unidos. O poço, próximo a Oil Creek, tornou-se o símbolo e a base para o crescimento da moderna indústria mundial



do petróleo. Cinco anos após a perfuração do poço de Drake, já funcionavam nos Estados Unidos 543 companhias dedicadas à indústria do petróleo (UNICAMP, [20-?]).

Na Europa floresceu, em paralelo à fase de Drake, uma reduzida indústria de petróleo, que sofreu a dura competição do carvão, linhita, turfa e alcatrão – matérias-primas então entendidas como nobres (UNICAMP, [20-?]).

Em 1888, no Peru, exploradores ingleses anunciam os primeiros descobrimentos comerciais de petróleo na América Latina (ESPECIAL, [2006]).

Em janeiro de 1901, houve a primeira descoberta de petróleo em grande volume, no Texas. O poço em Spindletop produziu cerca de 10.000 barris/dia e, em 1902, 285 poços estavam em operação e mais de 600 companhias de petróleo atuavam na área (BAHIA, 2006a).

Em 1912, a Venezuela produziu seu primeiro petróleo, em grande parte sob propriedade inglesa, e, em 1929, tornou-se o segundo maior produtor (ESPECIAL, [2006]). Até 1945, os Estados Unidos eram o grande produtor de petróleo no mundo, seguido da Venezuela, do México, da Rússia, do Irã e do Iraque (BAHIA, 2006a).

Nos anos 1960, registraram-se grandes descobertas de petróleo no Oriente Médio e de gás na Rússia, o que provocou o deslocamento do polo produtor para aquela região (BAHIA, 2006a). Em 1960 foi criada a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), que viria a desempenhar papel crucial na economia mundial do petróleo. Em 2009, a Opep possui como membros: Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuwait, Catar, Emirados Árabes Unidos, Líbia, Argélia, Venezuela, Equador, Nigéria e Angola (OPEC, [2009]).

Na década de 1970, ocorreram dois choques do petróleo com grandes aumentos dos preços: em 1973, em função da decisão da Opep de aumentar o preço do barril (de cerca de US\$ 3,00 para US\$ 12,00) e em 1979, decorrente da Revolução Islâmica no Irã, que retirou temporariamente sua produção do mercado internacional (PETROBRAS, 2006a; BAHIA, 2006a).

Na década de 1980, apesar de ter ocorrido a guerra Irã-Iraque, os avanços tecnológicos e a consequente queda nos custos da exploração e produção e novas descobertas fizeram que o preço do petróleo decrescesse (BAHIA, 2006a).

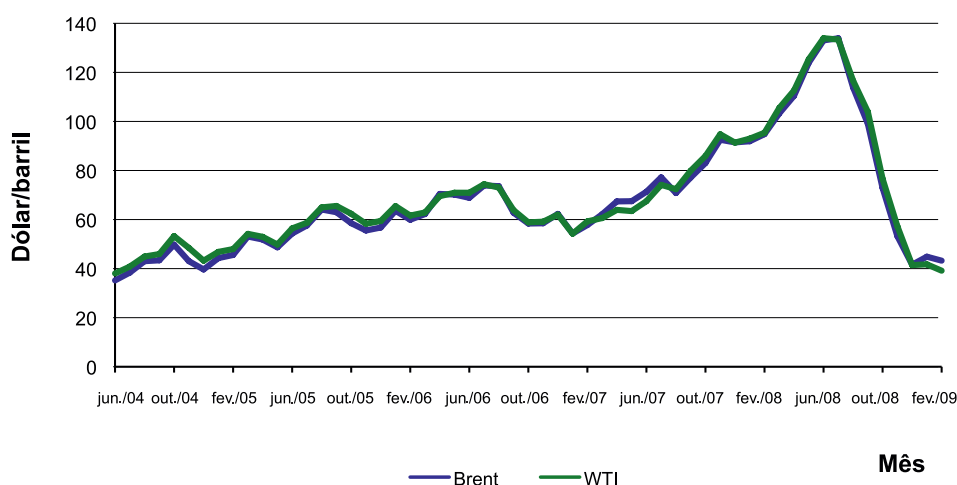
Em 1990, houve um novo aumento temporário no preço do petróleo, causado pela invasão do Iraque ao Kuwait, mas já em 1998 foi registrada uma grande queda, alcançando o menor valor da década – US\$ 12,72 (BAHIA, 2006a).



Em 2008, o mundo pareceu viver a terceira crise do petróleo, porém diferente das anteriores, devido à diversidade de motivos, entre eles: a demanda crescente na China e na Índia, a especulação no mercado financeiro na compra de contratos futuros e as tensões geopolíticas em países produtores, como Irã, Iraque e Nigéria. Para alguns países, essa crise poderia ter se transformado em oportunidade, uma vez que viabiliza a exploração em áreas que necessite de maiores investimentos, como é o caso do Brasil, com as descobertas no pré-sal (VILLAMÉA; COSTA, 2008).

A cotação do barril sofreu aumento de 46% apenas no período de janeiro a julho de 2008 e duplicou seu valor em um ano. Nos contratos futuros, o barril dos petróleos Brent e WTI bateu recorde em julho de 2008, ultrapassando os US\$ 146. Entretanto, a partir do mês de agosto de 2008, o preço do petróleo sofreu uma queda contínua, voltando a atingir os níveis médios de junho de 2004 no mês de fevereiro de 2009, conforme se pode observar no gráfico a seguir.

Gráfico 1
Evolução do preço médio do barril, tipos Brent e WTI, jun. 2004/fev. 2009



Fonte: Elaboração própria com base em International Monetary Fund [2004-2009a] e [2004-2009b].

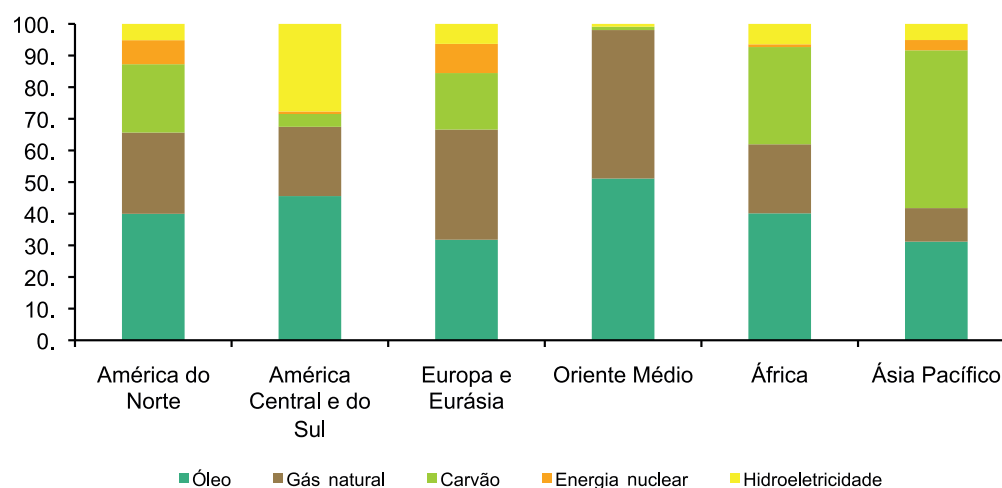
Percebe-se ao longo da história que o petróleo tornou-se elemento estratégico para o desenvolvimento dos países, em função de sua utilização como fonte de energia, principalmente na indústria. Apesar do crescente investimento em fontes renováveis de energia e da preocupação com as questões ambientais, especialistas, como José Sérgio Gabrielli – presidente da Petrobras –, afirmam que o petróleo ainda desempenhará, por tempo razoável, papel importante na matriz energética do mundo.



Do consumo primário de energia no mundo, em 2007, o petróleo respondeu por 36% e o gás natural por 24%, ou seja, juntos responderam por cerca de 60%, o mesmo percentual apresentado em 2006, ratificando sua participação como a principal fonte de energia primária na economia contemporânea (BRITISH PETROLEUM, 2008a).

Em quase todas as regiões, petróleo e gás natural participam da matriz energética com mais de 60%, exceto na Ásia Pacífico, onde o carvão é a principal fonte de energia e responde por 50%, enquanto petróleo e gás natural, 41%. No Oriente Médio, a participação do petróleo e do gás natural chega a quase 100%: 51% e 47%, respectivamente (gráfico 2) (BRITISH PETROLEUM, 2008a).

Gráfico 2
Consumo mundial de energia primária por fonte, 2007



Fonte: Elaboração própria com base no British Petroleum (2008a).

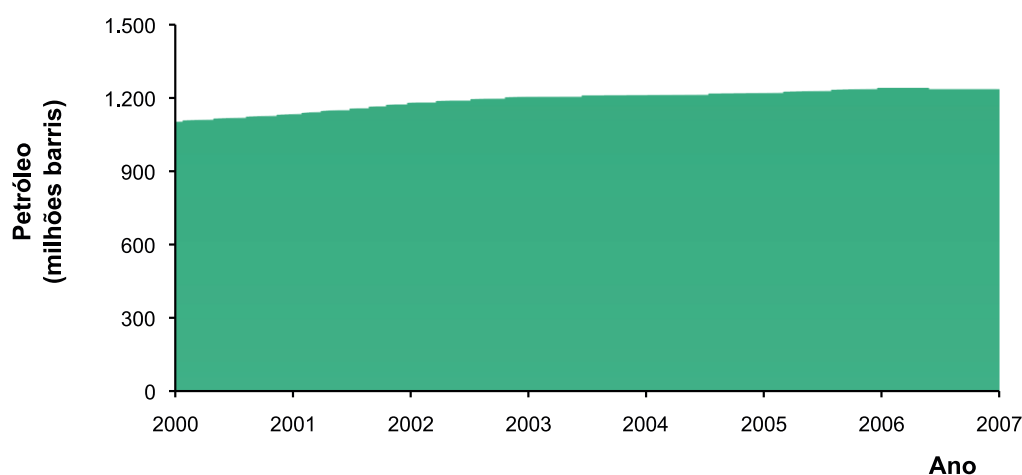
3.1.1 O desempenho da exploração, da produção e do refino

Além do preço do óleo e da sua importância na matriz energética mundial, outra característica relevante são as reservas petrolíferas. As reservas são fundamentais do ponto de vista estratégico para o país detentor do recurso, pois reflete a capacidade de autossuficiência energética, e para as empresas concessionárias, porque essas são valoradas em função das reservas que possuem.



No período de 2000 a 2007, as reservas provadas³ mundiais de petróleo passaram de 1,1 trilhão de barris para 1,24 trilhão de barris, registrando um aumento de 12,7% no período (gráfico 3) (BRITISH PETROLEUM, 2008a).

Gráfico 3
Evolução das reservas provadas mundiais de petróleo, 2000-2007



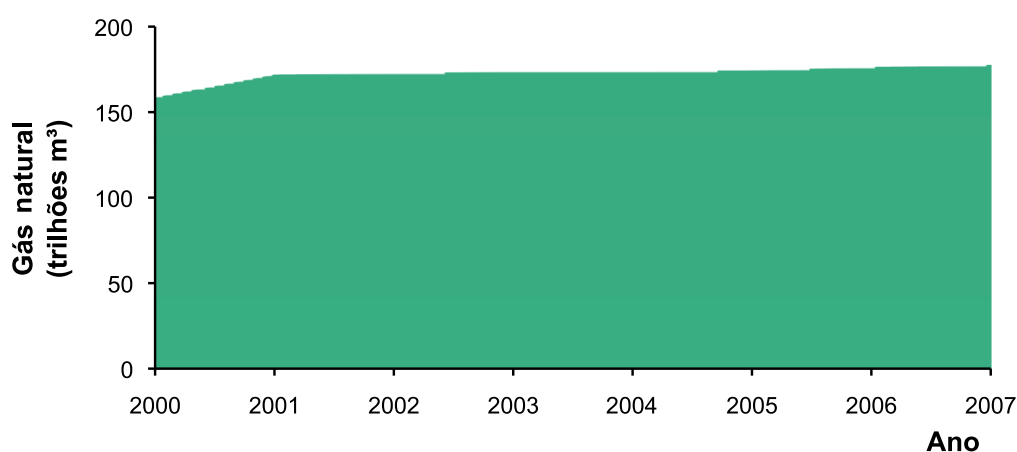
Fonte: Elaboração própria com base no British Petroleum (2008a).

Seguindo as mesmas tendências das reservas de petróleo, as reservas provadas mundiais de gás natural atingiram no fim de 2007 um valor de 177 trilhões de m³ com um crescimento da ordem de 12%, no período de 2000 a 2007, conforme mostra o gráfico 4 (BRITISH PETROLEUM, 2008a).

³ Segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), reservas provadas são “reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras.” Portaria ANP nº 9, de 21 de janeiro de 2000.



Gráfico 4
Evolução das reservas provadas mundiais de gás natural, 2000-2007



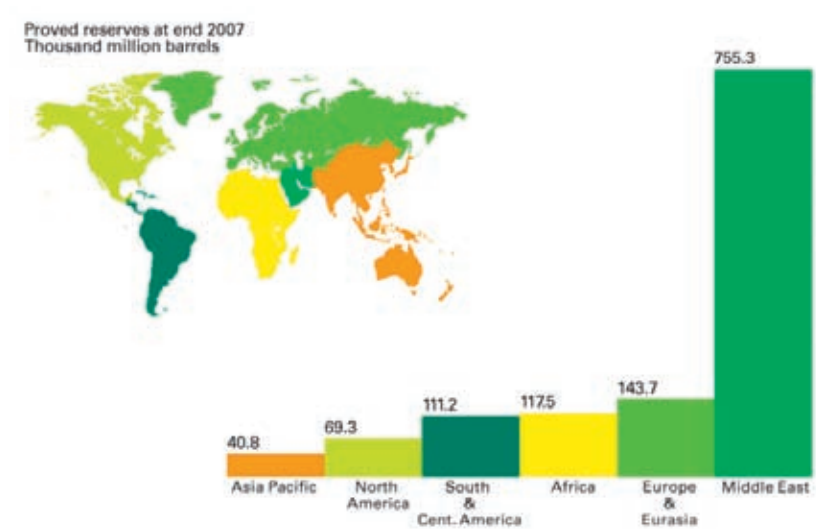
Fonte: Elaboração própria com base no British Petroleum (2008a).

A distribuição das reservas provadas mundiais de petróleo mostra que o Oriente Médio possui mais de 60% das reservas provadas do mundo (figura 1). Nessa região merecem destaque Arábia Saudita com 21,3%, Irã 11,2%, Iraque 9,3%, Kuwait 8,2% e Emirados Árabes 7,9% do total mundial. Na Europa e na Eurásia⁴, as maiores reservas provadas localizam-se na Rússia, com 6,4% do total, seguida do Cazaquistão, com 3,2%. Na América do Sul, a Venezuela é a maior detentora com 7% do total, enquanto os demais países possuem reservas bastante reduzidas; o Brasil possui apenas 1% do total. Na África, destacam-se a Líbia com 3,3% e a Nigéria com 2,9% do total. As regiões da Ásia Pacífico e América do Norte, juntas, não atingem 9% das reservas provadas totais (BRITISH PETROLEUM, 2008a).

⁴ A British Petroleum utiliza as nomenclaturas Eurásia e Ásia Pacífico. A Eurásia compreende os seguintes países da antiga União Soviética: Armênia, Azerbaijão, Bielo-Rússia, Estônia, Geórgia, Cazaquistão, Quirguistão, Letônia, Lituânia, Moldávia, Rússia, Tadjiquistão, Turcomenistão, Ucrânia, Uzbequistão. A Ásia Pacífico compreende os países: Brunei, Camboia, China, Hong Kong, Indonésia, Japão, Laos, Malásia, Mongólia, Coreia do Norte, Filipinas, Cingapura, Afeganistão, Bangladesh, Índia, Mianmar, Nepal, Paquistão, Sri Lanka, Coreia do Sul, Taiwan, Tailândia, Vietnã, Austrália, Nova Zelândia, Papua Nova Guiné e outros países da Oceania.



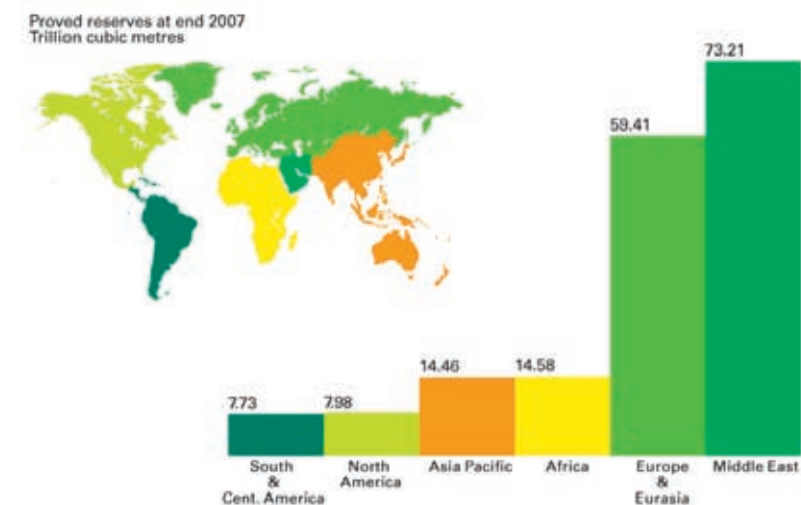
Figura 1
Reservas provadas mundiais de petróleo, 2007 (bilhão barris)



Fonte: British Petroleum (2008b).

Quanto ao gás natural, cerca de 40% das reservas provadas estão localizadas no Oriente Médio (figura 2) e 55,3% estão concentradas em apenas três países: Rússia (25,2%), Catar (15,7%) e Irã (14,4%) (BRITISH PETROLEUM, 2008a).

Figura 2
Reservas provadas mundiais de gás natural, 2007 (trilhão m³)

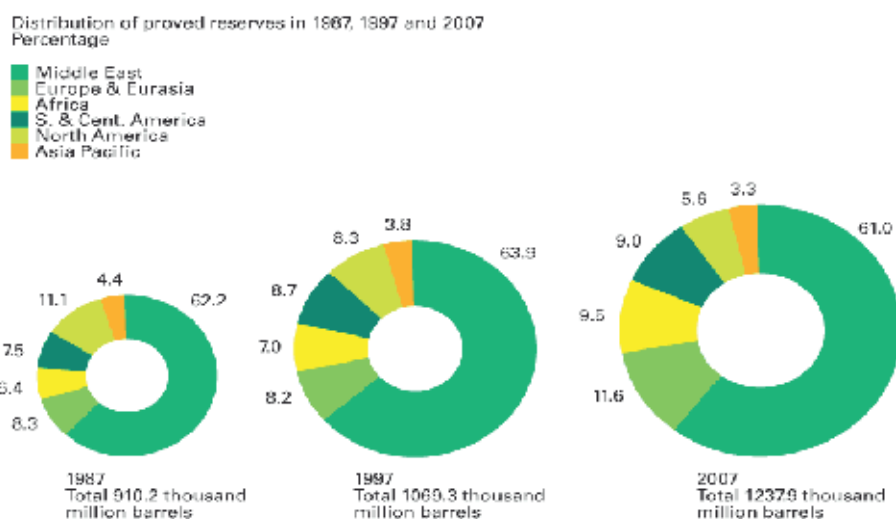


Fonte: British Petroleum (2008b).



Na América do Norte, entre 1987 e 2007, houve redução de 30% no volume das reservas provadas de petróleo, passando de 101,2 bilhões para 69,3 bilhões de barris. Na América Central e do Sul, o volume de reservas provadas aumentou em 65%. Na Europa e na Eurásia, observou-se um incremento de 90% no total das reservas provadas. No Oriente Médio, o nível de reservas provadas cresceu em 33%. Na África, as reservas duplicaram. Na região Ásia Pacífico, o nível de reservas manteve-se estável ao longo dos anos (BRITISH PETROLEUM, 2008a). O gráfico 5 confirma a posição de destaque do Oriente Médio ao longo dos anos de 1987, 1997 e 2007.

Gráfico 5
Reservas provadas mundiais de petróleo – 1987, 1997 e 2007 (em %)

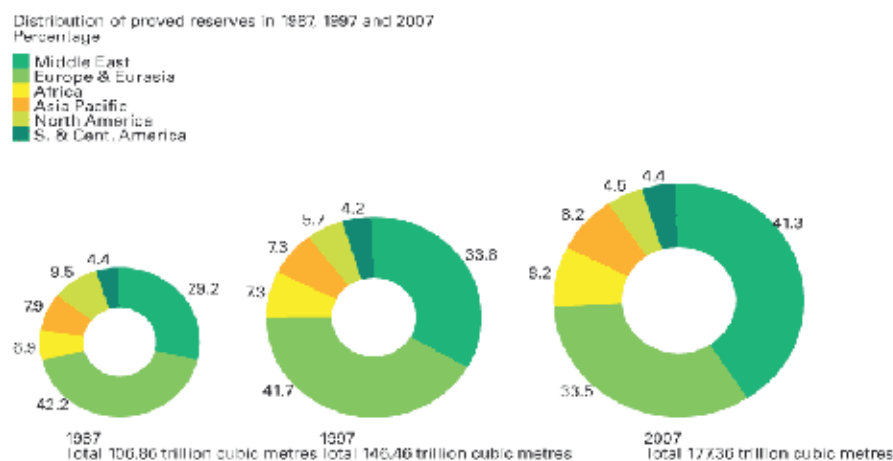


Fonte: British Petroleum (2008b).

O gráfico 6 confirma a posição de destaque do Oriente Médio também em relação às reservas provadas de gás natural ao longo do mesmo período, compartilhando essa posição com a Europa e a Eurásia.



Gráfico 6
Reservas provadas mundiais de gás natural – 1987, 1997 e 2007 (em %)



Fonte: British Petroleum (2008b).

O Brasil, em 2007, ocupou a 15ª posição no *ranking* das reservas provadas de petróleo, com o volume de 12,6 bilhões de barris, ganhando duas posições em relação a 2006. No *ranking* das reservas provadas de gás natural, o Brasil manteve a mesma posição do ano anterior, a 42ª posição, com o volume de 364,99 bilhões de m³, sem considerar as reservas do pré-sal, que ainda não foram calculadas (BRITISH PETROLEUM, 2008a). A seguir, a tabela 1 mostra as 20 maiores reservas provadas de Petróleo e Gás Natural do mundo em 2007.



Tabela 1

As 20 maiores reservas provadas de petróleo e gás natural do mundo, 2007 (em %)

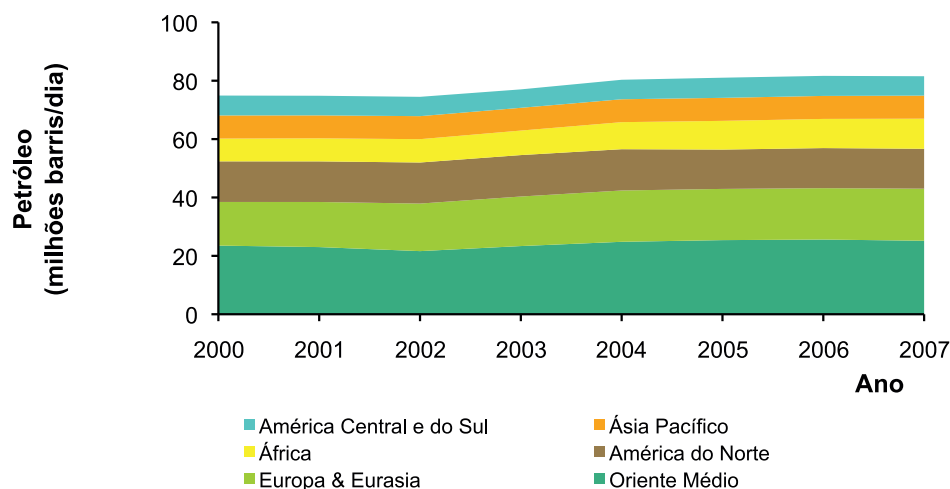
Petróleo			Gás natural		
1	Arábia Saudita	21,3%	1	Rússia	25,2%
2	Irã	11,2%	2	Irã	15,7%
3	Iraque	9,3%	3	Qatar	14,4%
4	Kuwait	8,2%	4	Arábia Saudita	4,0%
5	Emirados Árabes	7,9%	5	Emirados Árabes	3,4%
6	Venezuela	7%	6	EUA	3,4%
7	Rússia	6,4%	7	Nigéria	3,0%
8	Líbia	3,3%	8	Venezuela	2,9%
9	Cazaquistão	3,2%	9	Argélia	2,5%
10	Nigéria	2,9%	10	Iraque	1,8%
11	EUA	2,4%	11	Indonésia	1,7%
12	Canadá	2,2%	12	Noruega	1,7%
13	Qatar	2,2%	13	Turcomenistão	1,5%
14	China	1,3%	14	Austrália	1,4%
15	Brasil	1%	15	Malásia	1,4%
16	Argélia	1%	16	Egito	1,2%
17	México	1%	17	Cazaquistão	1,1%
18	Angola	0,7%	18	China	1,1%
19	Noruega	0,7%	19	Kuwait	1,0%
20	Azerbaijão	0,6%	20	Uzbequistão	1,0%
			42	Brasil	0,2%
Total no mundo: 1,237 trilhão de barris			Total no mundo: 177,36 trilhão de m³		

Fonte: Elaboração própria com base no British Petroleum (2008a).

No que tange à produção, em 2007, o petróleo produzido no mundo foi de 81,5 milhões de barris/dia. Quando comparado com a produção de 2000, pode-se verificar um incremento de 8,8%. Esse aumento deveu-se, principalmente, às descobertas na África – com destaque para Angola, que, em sete anos, passou de 746 mil barris por dia para 1,72 milhões de barris por dia e tornou-se membro da Opep em 2007 – e na região da Europa e da Eurásia – com destaque para a Rússia com aumento de 52% em sete anos (gráfico 7) (BRITISH PETROLEUM, 2008a).



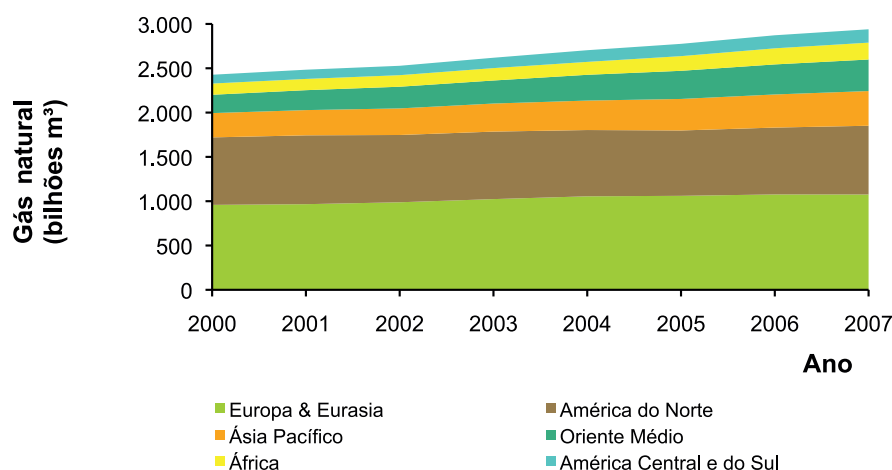
Gráfico 7
Evolução da produção mundial de petróleo por região, 2000-2007



Fonte: Elaboração própria com base no British Petroleum (2008a).

Já a produção mundial de gás natural, alcançou no fim de 2007, 2,9 trilhões de m³, apresentando crescimento de 20,8% em relação ao ano de 2000. Cabe destacar que esse crescimento ocorreu em função do incremento da produção do Oriente Médio e da África com 29% e 12%, respectivamente (BRITISH PETROLEUM, 2008a). Pode-se observar, no gráfico 8, a evolução dessa produção.

Gráfico 8
Evolução da produção mundial de gás natural por região, 2000-2007



Fonte: Elaboração própria com base no British Petroleum (2008a).



O Brasil, em 2007, ocupou a 16ª posição no *ranking* dos produtores de petróleo, com o volume médio de 1,83 milhões de barris por dia, enquanto no *ranking* dos produtores de gás natural, o Brasil esteve na 40ª posição, com o volume total de 11,3 bilhões de m³ (BRITISH PETROLEUM, 2008a). A tabela 2 mostra os 20 maiores produtores de Petróleo e Gás Natural do mundo em 2007.

Tabela 2
Os 20 maiores produtores de petróleo e gás natural do mundo, 2007 (em %)

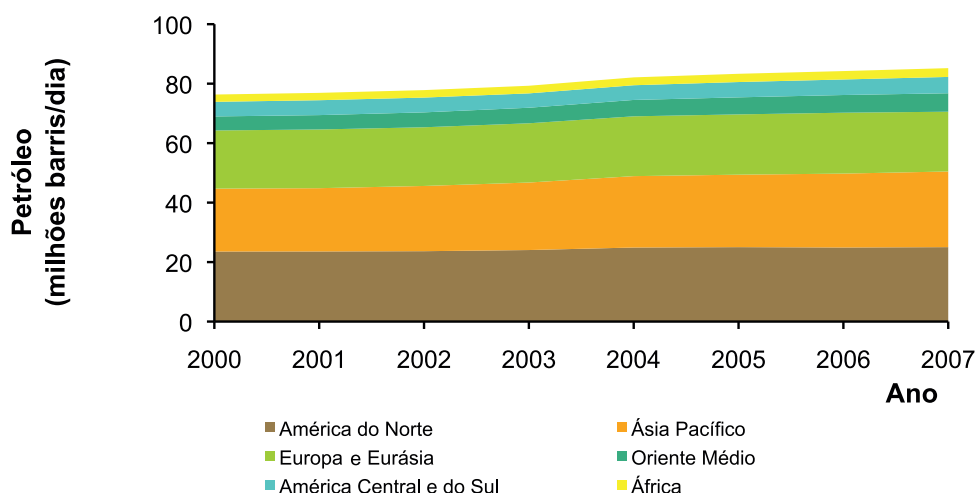
Petróleo			Gás natural		
1	Arábia Saudita	12,8%	1	Rússia	20,7%
2	Rússia	12,2%	2	EUA	18,6%
3	EUA	8,4%	3	Canadá	6,2%
4	Irã	5,4%	4	Irã	3,8%
5	China	4,6%	5	Noruega	3,1%
6	México	4,3%	6	Argélia	2,8%
7	Canadá	4,1%	7	Arábia Saudita	2,6%
8	Emirados Árabes	3,6%	8	Reino Unido	2,5%
9	Kuwait	3,2%	9	China	2,4%
10	Venezuela	3,2%	10	Turcomenistão	2,3%
11	Noruega	3,1%	11	Indonésia	2,3%
12	Nigéria	2,9%	12	Holanda	2,2%
13	Iraque	2,6%	13	Malásia	2,1%
14	Argélia	2,5%	14	Qatar	2,0%
15	Líbia	2,3%	15	Uzbequistão	2,0%
16	Brasil	2,2%	16	Emirados Árabes	1,7%
17	Angola	2,1%	17	Egito	1,6%
18	Reino Unido	2,0%	18	México	1,6%
19	Cazaquistão	1,8%	19	Argentina	1,5%
20	Qatar	1,5%	20	Austrália	1,4%
			40	Brasil	0,4%
Total no mundo: 81,5 milhões de barris/dia			Total no mundo: 2,9 trilhões de m³		

Fonte: Elaboração própria com base no British Petroleum (2008a).



Ao analisar o consumo de petróleo mundial, destaca-se a importância dos Estados Unidos posicionado entre os maiores consumidores de petróleo, entretanto, pode-se observar ainda o impacto do crescimento econômico dos países asiáticos, em especial da China, na utilização dessa *commodity*. Em 2007, o consumo mundial de petróleo foi de 85,2 milhões de barris/dia. Entre 2000 e 2007, houve aumento de 8,9 milhões de barris/dia no consumo mundial, equivalente a 11,6%, sendo apenas a China responsável pelo incremento de 3,1 milhões de barris/dia, passando de 4,7 milhões de barris/dia em 2000 para 7,8 milhões de barris/dia em 2007 (gráfico 9) (BRITISH PETROLEUM, 2008a).

Gráfico 9
Evolução do consumo mundial de petróleo por região, 2000-2007



Fonte: Elaboração própria com base no British Petroleum (2008a).

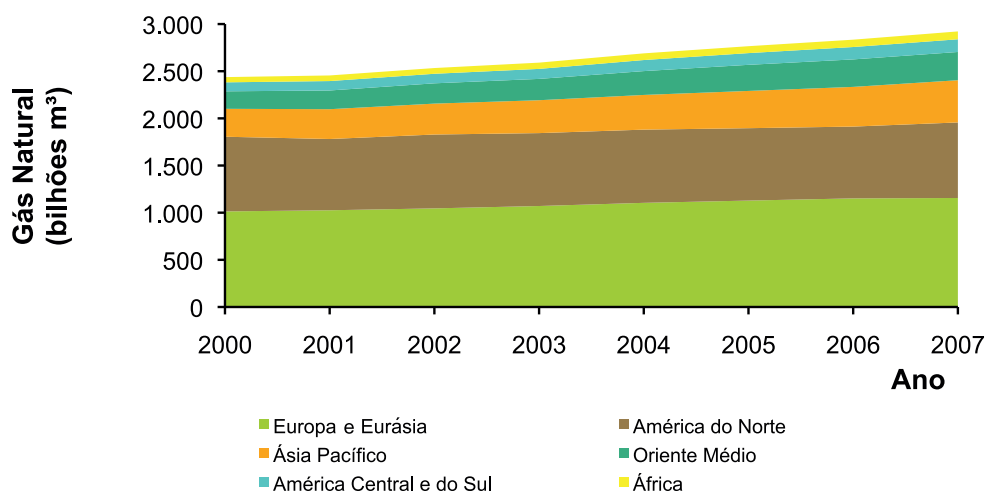
Por ser uma alternativa energética sensivelmente mais limpa com relação aos impactos ao meio ambiente, o uso do gás natural tem sido difundido, apresentando crescimento no consumo de 2,4 para 2,9 trilhões de m³ entre 2000 e 2007.

O gráfico 10 mostra a evolução do consumo de gás natural, por regiões, nesse mesmo período. Ao fazer um paralelo dessa demanda com a matriz energética mundial, nota-se que o crescente e elevado consumo de gás na Europa e Eurásia, representando 39,4% do consumo mundial, é reflexo da sua importância na matriz energética dessa região. Cabe destacar, também, o crescimento da demanda nesse período pelas regiões Ásia Pacífico e Oriente Médio em 51,2% e 61,4%, respectivamente (BRITISH PETROLEUM, 2008a).

A demanda mundial por gás natural vem aumentando nos últimos anos, adquirindo crescente relevância como combustível estratégico, substituindo outras fontes de energia com a grande vantagem de ser mais "limpo". Além disso, descobertas de acumulações e de novos usos indicam que a tendência é o gás natural continuar expandindo sua participação na matriz energética dos países.



Gráfico 10
Evolução do consumo mundial de gás natural por região, 2000-2007



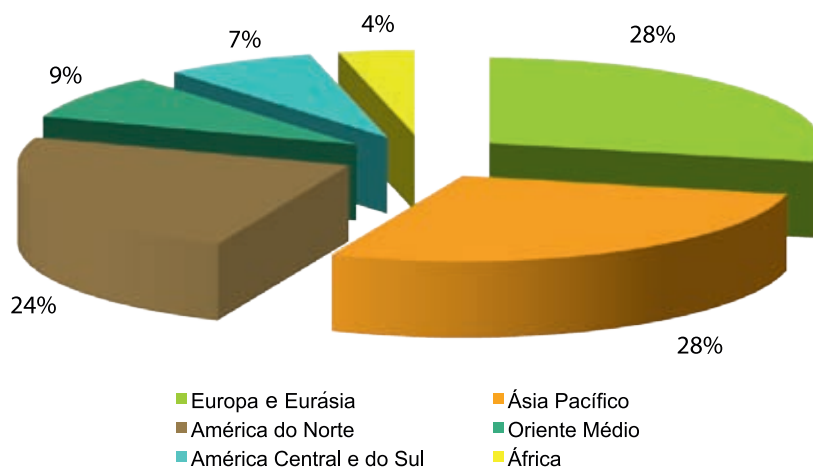
Fonte: Elaboração própria com base no British Petroleum (2008a).

Na cadeia do petróleo, a etapa subsequente à exploração e à produção é o refino. Segundo a ANP ([20-?]a), o “refino de petróleo é, basicamente, um conjunto de processos físicos e químicos que objetivam a transformação do petróleo em derivados”.

A capacidade mundial instalada de refino, em 2007, atingiu 87,9 bilhões de barris por dia. Os Estados Unidos respondem por 20,0% da capacidade total, ou seja, 17,6 bilhões de barris/dia. Destacam-se também a Rússia, a China e o Japão, que juntos respondem a outros 20,1% (gráfico 11) (BRITISH PETROLEUM, 2008a).



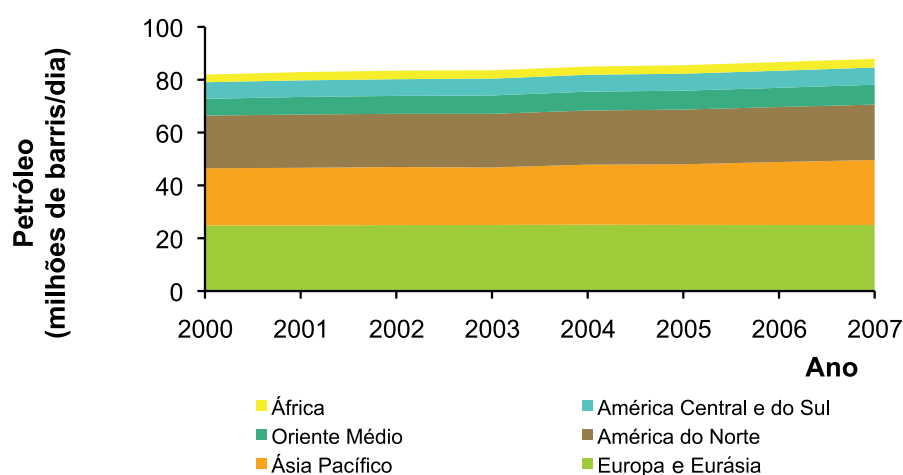
Gráfico 11
Participação das regiões na capacidade mundial instalada de refino, 2007



Fonte: Elaboração própria com base no British Petroleum (2008a).

Analisando o gráfico 12, percebe-se, no período apresentado, pequeno crescimento de 7,3% na capacidade de refino mundial. A exceção está na Ásia Pacífico, em que se destacam a China, que incrementou em 39% sua capacidade, a Índia em 34% e Taiwan em 63% (BRITISH PETROLEUM, 2008a).

Gráfico 12
Evolução da capacidade mundial instalada de refino por região, 2000-2007



Fonte: Elaboração própria com base no British Petroleum (2008a).



Alguns fatores ajudam a manter o excedente da capacidade de refino mundial por longo tempo, como: tecnologia defasada, alto valor de investimento e longo tempo para a construção de uma refinaria, pouca flexibilidade depois de construídas as refinarias e questões de ordem ambiental (BAHIA, 2006a).

3.2 Desenvolvimento do P&G brasileiro: da descoberta à atualidade

A história do petróleo no Brasil começou na Bahia, quando, no ano de 1858, o Decreto nº 2.266, assinado pelo Marquês de Olinda, concedeu a José Barros Pimentel o direito de extrair mineral betuminoso para fabricação de querosene de iluminação, em terrenos situados nas margens do Rio Marau, região de Ilhéus, na Bahia (região hoje conhecida como Bacia de Camamu).

Nesses 150 anos, a exploração de petróleo no Brasil evoluiu sustentada pelo crescimento do conhecimento geológico, aumento expressivo da demanda por derivados do petróleo, disponibilidade de recursos financeiros, choques dos preços internacionais e marcos regulatórios implantados.

Buscando facilitar a compreensão da evolução histórica da indústria do petróleo no Brasil, serão destacadas em quatro fases, como pode ser observado a seguir.

Fase 1: Explorações sob o regime da livre iniciativa – até 1938

A primeira concessão registrada no Brasil para a exploração de petróleo data de 1864, em Ilhéus e Camamu, na Bahia. Porém, a primeira perfuração profunda foi feita em 1897, no município de Bofete, em São Paulo, por Eugênio Ferreira Camargo, com recuperação de petróleo de apenas 300 litros (BAHIA, 2006a).

Em 1907, foi criado o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), vinculado ao Ministério da Agricultura, Indústria e Comércio, iniciando a atuação estatal na exploração de petróleo. Em 1917, o SGMB criou a Comissão de Pesquisa de Carvão e Petróleo do Vale do Amazonas e, em 1919, perfurou seu primeiro poço na região de Marechal Mallet, no Paraná, atingindo a profundidade de 84 metros, sendo, porém, posteriormente abandonado (BAHIA, 2006a).

Em 1930, o engenheiro agrônomo Manoel Inácio Bastos, realizando uma caçada nos arredores de Lobato, bairro da cidade de Salvador na Bahia, tomou conhecimento que os moradores usavam uma lama preta, oleosa, para iluminar suas residências e retornou ao local várias vezes para pesquisas e coletas de amostras (HISTÓRIA, [2000]).

Em 1932, entregou o relatório sobre a ocorrência de petróleo em Lobato ao presidente Getúlio Vargas, no Rio de Janeiro. Em 1933, o presidente da Bolsa de Mercadorias da Bahia, Oscar Cordeiro, passou a empreender campanhas visando à definição da existência de petróleo em bases comerciais naquela área (HISTÓRIA, [2000]).



Em 1933, entrou em operação em Uruguaiana, Rio Grande do Sul, a Destilaria Sul-Riograndense, que era particular e refinava, por um processo de destilação simples, cerca de 150 barris de petróleo por dia vindos da Argentina; na época, todo o petróleo bruto processado no país era importado. Em 1937, surgiram mais duas refinarias, também privadas: uma em São Paulo, pertencente às Indústrias Matarazzo, e outra em Rio Grande, a Refinaria Ipiranga, do mesmo grupo da destilaria de Uruguaiana (ABASTECIMENTO, 2006; HISTÓRIA [2000]).

Em 1937, o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), que havia sido criado em 1933 para orientar as atividades de petróleo no país, resolveu pela perfuração de poços na área de Lobato, sendo que nos dois primeiros poços não houve êxito (HISTÓRIA, 2000).

Fase 2: Nacionalização das riquezas do nosso subsolo pelo governo e a criação do Conselho Nacional do Petróleo em 1938 – entre 1938 e 1953

Em 1938, toda a atividade petrolífera passou a ser obrigatoriamente realizada por brasileiros. Pelo Decreto-Lei nº 395, de 29 de abril de 1938, em substituição ao DNPM, foi criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) e, no dia 29 de julho do mesmo ano, foi iniciada a perfuração do poço DNPM-163, em Lobato, onde foi descoberto o petróleo no Brasil no dia 21 de janeiro de 1939 (BAHIA, 2006a).

O poço DNPM-163, apesar de ter sido considerado subcomercial, devido à acumulação de apenas 1.000 litros de petróleo, foi de importância fundamental para o desenvolvimento da atividade petrolífera no estado da Bahia, uma vez que incentivou novas pesquisas pelo CNP na região do Recôncavo Baiano (BAHIA, 2006a; PETROBRAS, [2000]b).

Em 1941, foi descoberta a primeira acumulação comercial de petróleo do país, o Campo de Candeias, na Bacia do Recôncavo, na Bahia. Este ano também foi marcado pelo Decreto-Lei nº 3.236, que resguarda à União a propriedade de todas as jazidas de petróleo e gás natural encontradas em território nacional (PETROBRAS, [20-?]b).

No ano de 1942, foram descobertos os campos de gás natural, em Aratu, e de petróleo em Itaparica, ambos no Recôncavo Baiano, e foi inaugurado o primeiro oleoduto do Brasil, ligando a Refinaria Aratu até o Porto de Santa Luzia. Nessa refinaria, o petróleo baiano foi processado, em caráter experimental, até dezembro de 1944, e daí até 1946, na Refinaria de Candeias, também em caráter experimental (PETROBRAS, 2006a). Nesse mesmo período também foram descobertos os Campos de Água Grande e Dom João, no Recôncavo Baiano.

Em 1945, o CNP defende a presença de capitais estrangeiros na indústria do petróleo e aprova a participação de companhias privadas de capital nacional no refino do petróleo importado (PETROBRAS, [20-?]b).

Em 1950, foi inaugurada a Refinaria Nacional de Petróleo S.A. – depois renomeada para Refinaria Landulpho Alves – Mataripe. Foi a primeira unidade com destilação e craqueamento térmico combinados e tinha



capacidade para processar até 2.500 barris de petróleo bruto por dia. Nos anos seguintes, sofreu algumas ampliações e em 1960 já processava 42 mil barris por dia (PETROBRAS, 2006a).

Em 1952, foi organizado o Centro de Aperfeiçoamento de Pessoal (Cenap), responsável pela formação de profissionais nas diversas especialidades do ramo do petróleo, que serviu de base para o desenvolvimento da indústria de petróleo no país (PETROBRAS, 2006a).

No dia 3 de outubro de 1953, o presidente Getúlio Vargas assinou a Lei nº 2004, instituindo o monopólio estatal da pesquisa e lavra, do refino e do transporte do petróleo bruto ou de derivados e criou a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras (PETROBRAS, [20-?]b).

Fase 3: Monopólio estatal do petróleo pela Petrobras – entre 1954 e 1997

A Petrobras iniciou suas atividades, em 10 de maio de 1954, com o acervo recebido do antigo CNP, que incluía: os campos de petróleo do Recôncavo Baiano; a Refinaria Nacional de Petróleo (na Bahia); uma refinaria e uma fábrica de fertilizantes, ambas em fase de construção, em Cubatão (SP); a Frota Nacional de Petroleiros, com 22 navios; e os bens da Comissão de Industrialização do Xisto Betuminoso (PETROBRAS, [20-?]c).

A produção nacional era de 2.700 barris por dia proveniente dos Campos de Candeias, Dom João, Água Grande e Itaparica, todos na Bahia e em fase inicial de desenvolvimento. Essa produção representava 27% do consumo brasileiro. O parque de refino atendia a uma pequena fração do consumo nacional de derivados, que se situava em torno de 137 mil barris por dia, a maior parte importada (PETROBRAS, [20-?]c).

Outra decisão nessa época foi a ampliação do setor de refino existente, com o objetivo de reduzir os custos de importação dos derivados de petróleo. Em 1954, foram inauguradas duas refinarias privadas: a Refinaria e Exploração de Petróleo União, em Capuava (SP), e a Refinaria de Manguinhos, no Rio de Janeiro. Em 1955, entrou em operação a Refinaria Presidente Bernardes–Cubatão (RPBC), em São Paulo, e em 1956 o Terminal Marítimo de Madre de Deus (Temadre), na Bahia. Em 1957 mais uma refinaria privada: a Companhia de Petróleo da Amazônia (PETROBRAS, 2006a). No fim dos anos 1950, a produção de petróleo atingiu 65 mil barris/dia e as reservas 617 milhões de barris (PETROBRAS, [20-?]c).

Nos anos 1960, a Petrobras alcançou um de seus objetivos principais: a autossuficiência na produção dos principais derivados de petróleo (gasolina, óleo diesel e querosene), mais precisamente em 1964, com a ampliação do seu parque de refino. Em 1961 foi inaugurada a Refinaria Duque de Caxias (Reduc), em 1962 foi implantada a primeira Planta de Gasolina Natural do Brasil na Bahia, em 1966 instalada a Fábrica de Asfalto de Fortaleza (Asfor), hoje Lubrificantes e Derivados do Nordeste (Lubnor), e em 1968 as Refinarias Gabriel Passos (Regap), em Betim (MG), e Alberto Pasqualini (REFAP), em Canoas (RS). Em 1967, a proporção das importações havia se invertido com relação à época da criação da Petrobras, passando de 98% de derivados e 2% de petróleo bruto para 8% de derivados e 92% de petróleo bruto (PETROBRAS, [20-?]c; PETROBRAS, 2006a).



A Petrobras intensificou a exploração e trabalhou na formação e na especialização de seu corpo técnico, para atender às exigências da nascente indústria de petróleo. Com a incorporação do Cenap pela Petrobras, ele se tornou a principal fonte de pessoal especializado da Petrobras, com padrões de ensino equivalente às melhores universidades do exterior (PETROBRAS, 2006a).

Equipes de pesquisa formadas pelo Cenap constituíram o núcleo que deu origem à criação do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras (Cenpes), em 1963 e organizado em 1966, que viria a se tornar o maior centro de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) da América Latina (PETROBRAS, 2006a; BAHIA, 2006a).

Em 1963, houve a descoberta de Carmópolis (SE), o maior campo terrestre brasileiro, abrindo novas perspectivas de exploração fora da Bahia (PETROBRAS, [20-?]c). A exploração na plataforma continental foi iniciada timidamente no fim dos anos 1950, nas águas rasas do litoral da Bahia e do Maranhão. Em 1961, as atividades foram estendidas do litoral do Maranhão ao Espírito Santo, e em 1968 houve a primeira descoberta de petróleo no mar, dando origem ao Campo de Guaricema, em Sergipe. Em 1969, começaram os levantamentos geofísicos na Bacia de Campos (RJ) e nesse mesmo ano foi perfurado o primeiro poço submarino nesta região, que se tornou, posteriormente, a maior região produtora de petróleo do país (PETROBRAS, [20-?]c; PETROBRAS, 2006a).

Em 1967, criou-se a Petrobras Química S./A. (Petroquisa), cujo objetivo foi desenvolver e consolidar a indústria química e petroquímica no Brasil (PETROBRAS, 2006a).

Na década de 1970, quando ocorreram os dois choques do petróleo de 1973 e 1979, o governo adotou uma série de medidas para o segmento, entre elas a redução do consumo de derivados, o aumento da oferta interna de petróleo, por meio da priorização dos investimentos em exploração e produção, a criação do Programa Nacional do Álcool (Proálcool), com incentivos para utilização do álcool carburante como combustível automotivo. Promoveu ainda, em outubro de 1975, a abertura da exploração de petróleo na plataforma continental do Brasil a companhias privadas, sem a quebra do regime do monopólio, por meio da autorização para a Petrobras celebrar “Contratos de Prestação de Serviços para Exploração de Petróleo, com Cláusula de Risco” (BAHIA, 2006a).

Nesta década, cresceram os esforços da Petrobras para aumentar a participação do petróleo nacional no consumo brasileiro e os investimentos na exploração da plataforma continental continuaram. Depois de Guaricema, foram realizadas mais de 20 descobertas de pequeno e médio portes no litoral de vários estados. Em 1974, a descoberta do Campo de Garoupa, na Bacia de Campos, anunciou uma nova fase para a produção do país (PETROBRAS, [20-?]c).

Várias descobertas aconteceram na Bacia de Campos nessa década: em 1975, os Campos de Pargo, Namorado e Badejo; em 1976, Enchova e Bicudo; em 1977, Bonito, Cherno e Pampo; em 1978, os Campos de Linguado, Viola e Corvina; em 1979, o Campo de Parati. Apenas em 1977 iniciou-se a produção na bacia,



por meio de um sistema de antecipação instalado no Campo de Enchova. Em 1979, iniciou-se a produção nos Campos de Garoupa, Namorado, Pampo e Linguado (PETROBRAS, [20-?]c).

Em 1978, foi feita a primeira descoberta comercial na região amazônica, por meio do Campo de Gás de Juruá, no Amazonas (PETROBRAS, [20-?]c). Nos anos 1970, a produção brasileira de petróleo foi de 165,5 mil barris/dia, sendo 34% no mar e 66% em terra, e de 5,2 milhões de m³/dia de gás, dos quais, 61% em terra (PETROBRAS, [20-?]c).

O consumo de derivados duplicou e a Petrobras percebeu a necessidade de reformular sua estrutura de investimentos para atender essa demanda interna. Foram inauguradas: a Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados de Camaçari (Fafen-BA), em 1971, na Bahia; as Refinarias de Paulínia (Replan), em São Paulo, em 1972, e a Presidente Getúlio Vargas (Repar), em 1977 no Paraná; e em 1974 foram adquiridas as Refinarias de Capuava (Recap), em São Paulo, e a Refinaria de Manaus (Reman) (PETROBRAS, 2006a).

Foram criadas mais cinco subsidiárias da Petrobras: a Petrobras Distribuidora (1971); a Petrobras Internacional – Braspetro (1972); a Petrobras Fertilizantes – Petrofertil (1976); a Petrobras Comércio Internacional – Interbras (1976); e a Petrobras Mineração – Petromisa (1977). Na petroquímica entraram em operação, em 1972, o Complexo Petroquímico de São Paulo e, em 1978, o Polo Petroquímico do Nordeste, em Camaçari, na Bahia (PETROBRAS, 2006a).

No início dos anos 1980, com a guerra Irã-Iraque e a consequente elevação dos preços do petróleo, intensificou-se o esforço do país, por meio da Petrobras, no sentido de reduzir a dependência energética. Ampliou-se a utilização dos sistemas antecipados, buscando adiantar receitas e dominar a tecnologia de produção submarina, sendo implantada a primeira fase de produção da Bacia de Campos (BAHIA, 2006a).

Em 1984 e 1985, respectivamente, foram descobertos os campos gigantes de Albacora e Marlim, em águas profundas na Bacia de Campos.

Entre 1975 e 1988, foram assinados 243 contratos de risco, sendo 156 contratos com 32 empresas estrangeiras e outros 87 contratos com 11 empresas brasileiras. Entre as empresas envolvidas estão as estrangeiras British Petroleum, Pecten (Shell), Esso, Pennzoil, as brasileiras Azevedo & Travassos Petróleo S./A., Camargo e Corrêa e Paulipetro (estatal criada pelo governo de São Paulo).

Em 1985, ocorreram as únicas descobertas comerciais por empresas contratadas sob a modalidade de serviços com cláusula de risco: Campo de Gás natural de Merluza, pela Pecten (Shell), na Bacia de Santos, e os campos de petróleo de Serra Vermelha, Redonda, Noroeste do Morro Rosado e Ponta do Mel, pela Azevedo & Travassos na parte terrestre da Bacia Potiguar (MILLANI et al., 2000; RODRIGUEZ et al., 2008).



Em 1986, foi criado pela Petrobras o Programa de Inovação Tecnológica e Desenvolvimento Avançado em Águas Profundas (Procap), visando a viabilizar a produção em profundidades de água superiores a 1.000 metros. Posteriormente, o Procap foi estendido para 2.000 e 3.000 metros. Também nesse ano, foram efetuadas perfurações de poços em lâminas d'água superiores a 1.200 metros e produção a cerca de 400 metros de lâmina d'água, constituindo-se em recorde mundial na época (BAHIA, 2006a).

Em 1988, foi iniciada a produção do Campo de Marimbá, na Bacia de Campos, a 492 metros de lâmina d'água, novo recorde mundial. Nesse ano entrou em operação, também, o Campo de Rio Urucu, no Alto Amazonas, e, com a Nova Constituição, não foram mais permitidos os contratos de risco, continuando apenas os contratos cujas empresas fizeram descobertas comerciais (BAHIA, 2006a; PETROBRAS, [20-?])c).

Na década de 1980, a Petrobras superou a meta de 500 mil barris diários de produção, alcançando em dezembro de 1989, a média de 675.135 barris/dia de petróleo e 16,3 milhões de m³/dia de gás natural, sendo cerca de 2/3 produzidos no mar e o restante em terra (BAHIA, 2006a).

Na área de refino, as instalações industriais da Petrobras foram adaptadas para atender à evolução do consumo de derivados. Para isso, foi implantado na década de 1980 o projeto conhecido como "Fundo de Barril". Seu objetivo era transformar os excedentes de óleo combustível em derivados como o diesel, a gasolina e o gás liquefeito de petróleo (gás de cozinha), de maior valor. Em 1980, foi inaugurada a última refinaria construída no país, a Refinaria Henrique Lage (Revap), em São Paulo, e, em 1982, o Polo Petroquímico de Triunfo, no Rio Grande do Sul (PETROBRAS, [20-?])c).

Na década de 1990, a Petrobras dirigiu o foco para o desenvolvimento tecnológico, incluindo sensoriamento remoto, poços perfurados horizontalmente, robótica submarina e produção de petróleo em águas ultraprofundas (BAHIA, 2006a; PETROBRAS, [20-?])c).

Em 1990, a Petrobras perfurou o primeiro poço horizontal no Brasil, na Bacia de Campos. Em 1994, entrou em operação a P-18, primeira plataforma semissubmersível totalmente desenvolvida pelos técnicos da Petrobras, no Campo de Marlim, na Bacia de Campos. Em 1996, foi descoberto na mesma bacia o Campo Gigante de Roncador e foi nesse campo que, em 1999, a Petrobras conseguiu um novo recorde ao produzir em águas ultraprofundas, em uma lâmina d'água de 1.853 metros (PETROBRAS, [20-?])c).

Em 1993, foi assinado um acordo entre os governos do Brasil e da Bolívia, visando à importação de gás natural boliviano por 20 anos, a partir de 1996, e a construção de um gasoduto, que teve a primeira etapa inaugurada em 1999, com 1.968 km de extensão, entre Guaricema (SP) e Santa Cruz de La Sierra (Bolívia) (PETROBRAS, [20-?])c; PETROBRAS, 2006a).

Em 1997, foi superada a marca de produção de 1.000.000 de barris/dia de petróleo, tendo alcançado o valor médio diário de 869.308 barris (BAHIA, 2006a).



Fase 4: Flexibilização do monopólio e criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) – a partir de 6 de agosto de 1997

A flexibilização do monopólio foi outro fato importante da história recente do petróleo no Brasil. Em novembro de 1995, foi promulgada a Emenda Constitucional nº 9, permitindo que determinadas atividades, antes exclusivas da União e exercidas pela Petrobras, pudessem ser concedidas a outras empresas (BAHIA, 2006a).

No dia 6 de agosto de 1997, foi sancionada a Lei nº 9.478, conhecida com a Lei do Petróleo, regulamentando a flexibilização prevista no texto constitucional e estabelecendo que as atividades de exploração, produção, transporte, refino, importação e exportação de petróleo e seus derivados, além de gás natural e seus condensados, poderiam ser realizadas por qualquer empresa independentemente da origem de seu capital.

Além disso, a lei estabeleceu a criação da ANP, órgão regulador e fiscalizador do setor, autarquia especial vinculada ao Ministério das Minas e Energia (MME), e do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão com a atribuição de propor ao presidente da República políticas energéticas nacionais e medidas setoriais específicas.

Em 1998, foi criada a Petrobras Transporte S.A. – Transpetro, com o objetivo de construir e operar dutos, terminais, embarcações e instalações para transporte e armazenagem de petróleo, derivados, gás, petroquímicos e renováveis.

Nos itens a seguir, serão apresentados alguns aspectos da regulação estabelecida na Lei nº 9.478/1997, um resumo das nove Rodadas de Licitações promovidas pela ANP e outras experiências de concessão de campos marginais.

3.2.1 Mecanismos de regulação da Indústria Nacional de Petróleo

Entre as atribuições da ANP, listadas na Lei nº 9.478/97, está “elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução”. Logo, a principal forma de aquisição de blocos exploratórios e campos é por meio das Rodadas de Licitações promovidas pela ANP.

O processo de organização de uma Rodada de Licitações inclui as seguintes etapas (ANP, [20-?]b):

- definição de blocos;
- anúncio da rodada;
- publicação do pré-edital e da minuta do contrato de concessão;
- realização da audiência pública;
- recolhimento das taxas de participação e das garantias de oferta;



- disponibilização do pacote de dados;
- Seminário Técnico-Ambiental;
- Seminário Jurídico-Fiscal;
- publicação do edital e do contrato de concessão;
- abertura do prazo para habilitação das empresas concorrentes;
- realização do leilão para apresentação das ofertas; e
- assinatura dos contratos de concessão.

Os contratos de concessão⁵ estabelecem (ANP, [20-?]b):

- os pagamentos pela ocupação – ou retenção – das áreas;
- o pagamento dos *royalties*;
- o pagamento das participações especiais sobre campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade;
- as condições de devolução das áreas;
- a vigência, a duração do contrato e os prazos e programas de trabalho para atividades de exploração e produção;
- o compromisso com a aquisição de bens e serviços de fornecedores nacionais;
- o compromisso com a realização do programa exploratório mínimo proposto na oferta vencedora; e
- as responsabilidades das concessionárias, inclusive quanto a danos ao meio ambiente.

Quanto ao pagamento dos *royalties*, a Lei nº 9.478/97 fixou o percentual para distribuição para municípios produtores, das zonas principais e limítrofes, estados e Marinha, e elevou a alíquota básica para 10%. Esta alíquota é prevista pela ANP no Edital de Licitação de cada bloco e pode ser reduzida pela ANP até o mínimo de 5%. Os *royalties* são divididos em duas parcelas.

A primeira parcela de 5% continuou sendo distribuída nos moldes anteriores previstos na Lei nº 7.990/1989, sendo para a produção terrestre:

- 70% aos estados produtores;
- 20 % aos municípios produtores; e
- 10% aos municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque e desembarque de óleo bruto ou gás natural.

⁵ Discute-se a mudança no marco regulatório, entre as alternativas existentes de contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural utilizados no mundo, podemos citar: prestação de serviço, concessão, partilha e combinado.



E para produção marítima:

- 30% aos estados confrontantes;
- 30% aos municípios confrontantes e respectivas regiões geoeconômicas;
- 20% ao Ministério da Marinha (hoje Comando da Marinha);
- 10% ao Fundo Especial; e
- 10% aos municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque e desembarque de óleo bruto ou gás natural.

A segunda parcela excedente a 5% dos *royalties* da produção terrestre é distribuída em:

- 52,5% aos estados produtores;
- 15% aos municípios produtores;
- 7,5% aos municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de óleo bruto ou gás natural; e
- 25% ao Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT).

Já os excedentes 5% da produção marítima são distribuídos em:

- 22,5% aos estados produtores confrontantes;
- 22,5% aos municípios produtores confrontantes e respectivas regiões geoeconômicas;
- 7,5% aos municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de óleo bruto ou gás natural;
- 15% ao Comando da Marinha;
- 7,5% ao Fundo Especial; e
- 25% ao Ministério de Ciência e Tecnologia.

Ainda conforme a Lei do Petróleo, em 6 de agosto de 1998, ocorreu a Rodada Zero, quando foram assinados 397 Contratos de Concessão entre a ANP e a Petrobras, constituídos por 115 blocos exploratórios e 282 campos em produção ou na fase de desenvolvimento de produção.

A tabela 3 apresenta a quantidade de blocos ofertados e de blocos concedidos e o total de bônus arrecadado em cada Rodada de Licitação e não contém os blocos com acumulações marginais, ofertados nas duas Rodadas de Licitações de Áreas Inativas. Em seguida, será apresentado breve descritivo com o resultado das dez Rodadas de Licitações ocorridas, de acordo com informações disponibilizadas pela ANP.



Tabela 3
Resumo das Rodadas de Licitações da ANP

Rodada	Ano realizado	Blocos ofertados	Blocos concedidos	Bônus arrecadado (R\$ milhões)
1	1999	27	12	321,60
2	2000	23	21	468,20
3	2001	53	34	594,90
4	2002	54	21	92,30
5	2003	908	101	27,40
6	2004	913	154	665,20
7	2005	1.134	251	1.088,85
8*	2006	284	38	—
9	2007	271	117	2.109,41
10	2008	130	54	89,4
Total		3.797	903	5.457,26

Fonte: Elaboração própria com dados de ANP ([20-?]c).
Nota: * *Sub judice*.

A realização da *1ª Rodada de Licitações*, em junho de 1999, entrou para a história da exploração de petróleo e gás natural no Brasil, sendo o marco da flexibilização, de fato, do monopólio da União sobre as atividades de exploração e produção. Foram concedidos 12 blocos para 11 companhias de seis países que pagaram um bônus total de assinatura de cerca de US\$ 189 milhões.

A *2ª Rodada de Licitações*, realizada em junho de 2000, marcou a consolidação do processo de entrada de novos agentes no cenário exploratório brasileiro. Ao contrário do ocorrido na 1ª Rodada de Licitações, quando as vencedoras foram, em sua maioria, empresas de grande porte, a lista de 16 empresas vencedoras inclui diversas empresas médias ou independentes. Cinco empresas brasileiras foram vencedoras e tornaram-se concessionárias da ANP. Dos 23 blocos oferecidos 21 foram concedidos, resultando uma arrecadação de R\$ 468.259.069, e um comprometimento médio com aquisição local de bens e serviços de 41% na fase de exploração e 47% na fase de desenvolvimento.

A *3ª Rodada de Licitações*, em junho de 2001, colocou 54 blocos em oferta, englobando desde áreas em águas ultraprofundas a blocos terrestres em bacias maduras, seguindo a tendência de reduzir o tamanho dos blocos e oferecer oportunidades a empresas de todos os portes e perfis. Vinte e duas empresas, das 26 que apresentaram ofertas, foram vencedoras, proporcionando uma arrecadação de quase R\$ 600 milhões em bônus de assinatura. Dos blocos oferecidos 34 foram concedidos e um comprometimento médio com aquisição local de bens e serviços de 28% na fase de exploração e de 40% na fase de desenvolvimento.



A 4ª *Rodada de Licitações*, em junho de 2002, ofereceu 54 blocos em 18 bacias sedimentares, mas apenas 21 foram arrematados por 14 empresas, incluindo quatro que não possuíam, à época, qualquer atividade no Brasil.

A 5ª *Rodada de Licitações* foi realizada em agosto de 2003. Dos 908 blocos oferecidos, 101 blocos foram arrematados por seis empresas, totalizando 21.951 km² de área concedida. O total de bônus de assinatura atingiu R\$ 27.448.493.

A 6ª *Rodada de Licitações* foi realizada, em agosto de 2004, com 154 blocos concedidos (39.657 km²) a 19 empresas. Das 24 empresas habilitadas, 21 apresentaram ofertas, totalizando o valor de R\$ 665,2 milhões em bônus de assinatura.

Na 7ª *Rodada de Licitações*, ocorrida em outubro de 2005, além dos blocos com risco exploratório foram ofertados pela primeira vez blocos contendo áreas inativas com acumulações marginais, visando à criação e à fixação de pequenas e médias empresas nas atividades de exploração e produção em áreas terrestres que foram devolvidas pela Petrobras à ANP. Foram arrematados 251 dos 1.134 blocos com risco exploratório ofertados, e 16 das 17 áreas com acumulações marginais (dez na Bahia e seis em Sergipe e Alagoas). Das 118 empresas habilitadas, 77 apresentaram ofertas isoladamente ou em consórcio, sendo que 41 tiveram êxito e assinaram os contratos de concessão. O total de bônus de assinatura arrecadado foi de R\$ 1,089 bilhão, sendo R\$ 1,086 bilhão nos blocos com risco exploratório e R\$ 3,05 milhões nas áreas inativas com acumulações marginais.

Em junho de 2006, ocorreu a 2ª *Rodada de Licitações de Áreas Inativas*, contendo acumulações marginais e foram ofertadas 14 áreas: três na Bacia de Barreirinhas (Maranhão), oito na Bacia Potiguar (Rio Grande do Norte) e três na Bacia do Espírito Santo. Foram arrematadas 11 áreas, totalizando aproximadamente 220,8 km². Das 55 empresas habilitadas, 30 apresentaram ofertas isoladamente ou em consórcio. O total de bônus de assinatura arrecadado foi quase 11 milhões de reais (R\$ 10,67 milhões).

A 8ª *Rodada de Licitações*, que estava agendada para os dias 28 e 29 de novembro de 2006, foi suspensa em seu primeiro dia por força de duas medidas liminares. Encontrava-se prevista a oferta de 284 blocos distribuídos por sete bacias sedimentares (23 no Pará/Maranhão, 33 em Barreirinhas, 63 em Sergipe/Alagoas, 47 em Tucano Sul/ Bahia, 12 em Espírito Santo, 79 em Santos e 27 em Pelotas), totalizando uma área aproximada de 101 mil km².

Até o momento da interrupção e ainda *sub judice*, dois setores já tinham sido licitados: dez dos 11 blocos no setor SS-AP3, na Bacia de Santos, e 28 dos 47 blocos no setor STUC-S, na Bacia do Tucano Sul, foram concedidos. A Petrobras participou ativamente nos dois setores, tendo efetuado lances em 22 áreas e adquirido 21 delas, somando uma área total de 7.841,21 km² de novas áreas exploratórias. Destas, a Petrobras tem exclusividade de direitos em sete, é operadora em parceria com outras empresas em duas



outras, e, nas 12 concessões restantes adquiridas, operadas por outras empresas, a Petrobras participa como associada. A Petrobras e os seus parceiros ofereceram um bônus total de R\$ 276,9 milhões, tendo a parcela da Petrobras alcançado o montante de R\$ 248,3 milhões. As demais operadoras adquiriram outras 17 (4.046,24 km²) concessões exploratórias tendo oferecido um total de bônus de R\$ 310,4 milhões.

A *9ª Rodada de Licitações*, concluída em 27 de novembro de 2007, ofertou 271 blocos, distribuídos em 14 setores, totalizando aproximadamente 73 mil km². As áreas em oferta abrangeram nove bacias sedimentares: Campos, Espírito Santo, Pará–Maranhão, Parnaíba, Pernambuco–Paraíba, Potiguar, Santos, Recôncavo e Rio do Peixe. Das 67 empresas inicialmente qualificadas (32 brasileiras e 35 de origem estrangeira), 42 participaram do leilão, seja em lances individuais, seja partícipes de consórcios. Foram arrematados 117 blocos por 24 empresas operadoras. Outras 12 empresas participaram de consórcios vencedores. O valor de bônus de assinatura alcançou o recorde de R\$ 2,1 bilhões.

No dia 18 de dezembro de 2008, aconteceu a *10ª Rodada de Licitações*, que movimentou cerca de R\$ 700 milhões, sendo R\$ 89,4 milhões em arrecadação de bônus de assinatura para a União e R\$ 611 milhões de investimentos mínimos previstos para a exploração. A rodada ofertou 130 blocos oferecidos em terra, com objetivos de interiorizar as atividades de exploração e produção e abrir o mercado para pequenas e médias empresas. Cinquenta e quatro blocos foram concedidos sendo: 11 blocos na Bacia do Recôncavo, 14 na Potiguar, 4 na Amazonas, 9 na Sergipe–Alagoas, 6 na Parecis, 9 na São Francisco e um na Bacia do Paraná. Nessa rodada, 17 empresas, sendo 11 brasileiras e seis estrangeiras, foram vencedoras (ANP, 2008a).

• Representatividade da Petrobras nas concessões

A Petrobras possuía, em julho de 2008, 414 áreas sob sua concessão, sendo que atua em 383 como operadora (311 com exclusividade e 72 em consórcio) e em 31 como parceira de outras operadoras (PETROBRAS, 2008b). A tabela 4 mostra um resumo desses números. Vale ressaltar que as concessões incluem blocos exploratórios e campos em desenvolvimento ou produção.



Tabela 4
Áreas sob concessão da Petrobras

Bacia	Petrobras			Total
	Operadora (100%)	Operadora (consórcio)	Concessionária (consórcio)	
Amazonas	1			1
Barreirinhas	3			3
Camamu–Almada	2	5	2	9
Campos	41	8	5	54
Ceará	6			6
E&P-EXP/IABLN/PS	1			1
Espírito Santo	46	12	4	62
Foz do Amazonas	3			3
Jequitinhonha	3	1		4
Pará-Maranhão	2	4		6
Paraná	1			1
Parnaíba		1	1	2
Pelotas	1			1
Pernambuco–Paraíba		3		3
Potiguar	68	11	9	88
Recôncavo	69	2	1	72
Rio do Peixe	1			1
Santos	17	22	5	44
São Francisco		1		1
Sergipe–Alagoas	28	2	4	34
Solimões	12			12
Tucano Sul	6			6
Total	311	72	31	414

Fonte: Elaboração própria com base em dados da Petrobras (2008b).

Apesar da grande importância da Petrobras na exploração e na produção de petróleo e gás natural no Brasil, pode-se destacar ainda outras grandes empresas que atuam no país, seja em mar, seja em terra, como: ExxonMobil, Shell, StatoilHydro, Repsol, Anadarko, Devon, El Paso, BG Group, Maersk, entre outras.



Segundo dados da ANP, em outubro de 2008, haviam 481 blocos exploratórios sob concessão no Brasil, com grande destaque para a Petrobras, que opera quase 50% dos blocos e ainda participa de consórcios como parceira de outras operadoras. Os demais blocos são operados por outras 47 empresas, sendo que algumas possuem maior quantidade de blocos: Oil M&S (43), Petrogal (18), Starfish (15), OGX (14), Repsol (11), Petrosynergy (11) e W.Washington (11) (ANP, 2008c).

A figura 3 mostra as concessões que a Petrobras e outras operadoras possuíam em dezembro de 2008, no Brasil, distribuídas por bacia sedimentar, incluindo os blocos exploratórios arrematados na 10ª Rodada.

Figura 3
Áreas de concessões da Petrobras e outras operadoras, dez./2008



Fonte: Petrobras (2009a).

• As concessões de campos marginais

No Brasil, o assunto de campos com economicidade marginal, denominados campos marginais, surgiu antes da criação da ANP, quando, em 1995, a Petrobras fez uma análise do seu portfólio e entendeu que seria mais vantajoso transferir alguns campos de baixa economicidade para outras empresas.



São poucas as experiências de revitalização de campos maduros e com acumulação marginal no Brasil. Portanto existem muitas oportunidades para revitalização de campos maduros, principalmente aqueles com acumulação marginal, que estão sob a concessão da Petrobras e com muitos poços fechados.

Os mecanismos que podem ser adotados para concessão desse tipo de campo são: transferência de titularidade da concessão, celebração de contrato de prestação de serviços de produção nos casos de concessões vigentes ou por meio de uma concessão específica para os casos de campos já devolvidos à ANP.

A primeira experiência no país foi o caso da Petrorecôncavo que, em 2000, celebrou com a Petrobras um Contrato de Produção com Cláusula de Risco para operar 12 campos maduros na Bacia do Recôncavo (Bahia): Cassarongongo, Fazenda Norte Caruaçu, Sesmaria, Fazenda Belém, Remanso, Mata de São João, Rio Subauma, Canabrava, Brejinho, Rio dos Ovos, Gomo e São Pedro (SANTOS JUNIOR, 2006).

Nesse tipo de contrato, o concessionário confia e contrata a operação dos campos a uma empresa operadora, que se ocupa de todas as atividades relativas aos ativos, sendo acordada uma forma de remuneração do serviço referenciada na produção obtida. Na modalidade transferência de titularidade da concessão, existe a venda dos direitos de exploração e produção do campo, desde que a ANP aprove a cessão, com transferência dos direitos e dos deveres para a nova concessionária, mediante pagamento de bônus (SANTOS JUNIOR, 2006).

Em 2001, a Petrobras optou por realizar um leilão para transferência da titularidade de outros campos com perfil similar aos incluídos no contrato de serviço com a Petrorecôncavo. Nesse 1º leilão, foram ofertados 73 campos, porém, devido às excessivas exigências definidas pela Petrobras, apenas as empresas W.Washington e a Marítima apresentaram propostas. A W.Washington arrematou os Campos Sauípe, Fazenda Santo Estevão, Fazenda Rio Branco e Santana e a Marítima arrematou nove campos em Alagoas (SANTOS JUNIOR, 2006).

Em 2002, a Petrobras lançou o 2º leilão de cessão de direitos para exploração e produção de campos marginais, com regras mais flexíveis, porém foi o mesmo cancelado e um dos motivos anunciados pela Petrobras foi a revisão do seu planejamento estratégico (SANTOS JUNIOR, 2006).

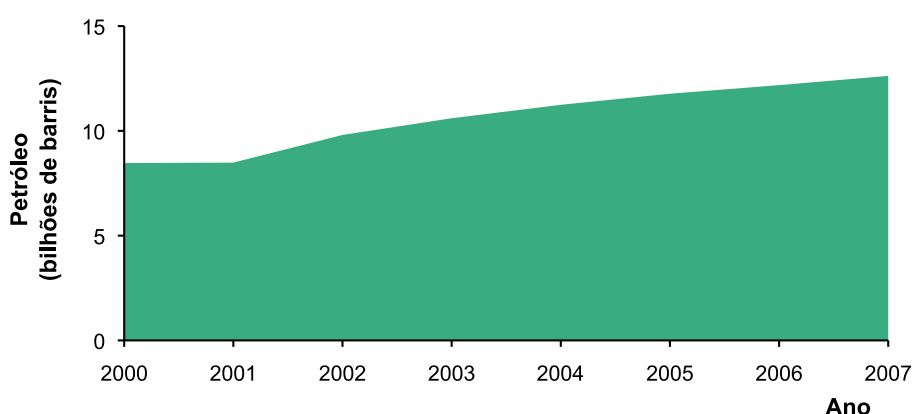
3.2.2 O salto do Brasil na exploração, na produção e no refino

As reservas provadas de petróleo do Brasil, em dezembro de 2007, eram de 12,6 bilhões de barris (3,3% superior ao registrado em 2006), apresentando crescimento de 49% ao longo dos últimos sete anos (gráfico 13). Dessas reservas provadas nacionais, 93% localizavam-se no mar – com destaque para o Rio de Janeiro que concentra 80% das reservas provadas de petróleo – e apenas 7% situavam-se em jazidas terrestres ANP (2008b).



Conforme pode-se observar no gráfico, as reservas provadas do Brasil sofreram aumento significativo no ano de 2001, sendo um dos principais motivos, a descoberta do Campo Gigante de Jubarte, na Bacia de Campos, no Espírito Santo.

Gráfico 13
Evolução das reservas provadas de petróleo do Brasil, 2000-2007



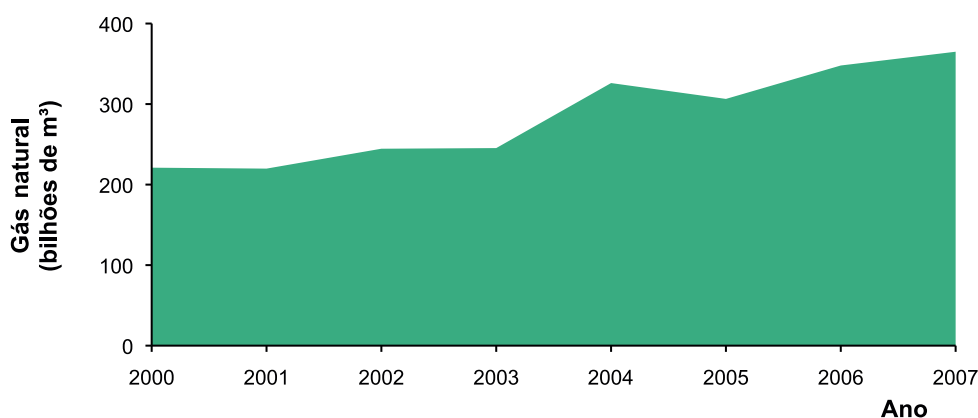
Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2008b).

A partir de 2002, a Petrobras ampliou sua área de prospecção, buscando novas frentes exploratórias nas Bacias de Santos e Espírito Santo e bacias ainda pouco exploradas em suas águas profundas, como as da costa sul da Bahia, Sergipe, Alagoas e da margem equatorial brasileira.

No ano de 2003, foi descoberta a maior jazida de gás natural na plataforma continental brasileira, o Campo de Mexilhão, na Bacia de Santos, com reservas de 70 bilhões de m³, o equivalente a 30% das reservas provadas do país na época.

As reservas provadas de gás natural do Brasil, em 2007, eram de 365 bilhões de m³, apresentando um crescimento de 65% entre os anos de 2000 e 2007 (gráfico 14). Semelhante às reservas provadas de petróleo, há uma concentração no estado do Rio de Janeiro – contando com 46% – e quanto a localização, 81% estão concentrados em reservatórios *offshore* (ANP, 2008b).

Gráfico 14
Evolução das reservas provadas de gás natural do Brasil, 2000-2007



Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2008b).

Como apresentado anteriormente, depois do sucesso exploratório na Bacia de Campos, a Petrobras voltou seus esforços para o potencial das Bacias de Santos e do Espírito Santo, onde descobriu a província do pré-sal. Essa descoberta, apesar de estar em processo de avaliação do seu volume, é equivalente às descobertas mais importantes do mundo, o que pode mudar a posição relativa do Brasil na indústria do petróleo, transformando-o em um país detentor de grande reserva. A nova fronteira estende-se pelas Bacias do Espírito Santo, Campos e Santos, em uma extensão aproximada de 800 km.

Para atingir a camada pré-sal, que tem entre 5 Km e 7 km de profundidade – incluindo a camada de água e o subsolo marinho –, a Petrobras desenvolveu novos projetos e tecnologias de perfuração: mais de 2 km de sal foram atravessados.

A identificação de petróleo no pré-sal não é uma novidade. Segundo Bacoccoli (2008), a Petrobrás já tinha conhecimento da existência de petróleo abaixo do sal desde a década de 1970,

as primeiras tentativas de perfurar poços profundos para o pré-sal remontam aos anos 1980, ainda na bacia de Campos. Na ocasião, muitos foram os insucessos, dadas as limitações tecnológicas essas iniciativas foram abortadas. Assim, a camada pré-sal constituía-se num objetivo tradicional, clássico e de reconhecido potencial havia muitas décadas (BACOCOLI, 2008, p. 1).



Novos processos de exploração, novas tecnologias foram desenvolvidas para superar tal obstáculo e alcançar a camada. Mas os desafios ainda são muitos para extrair o petróleo nas condições de elevada profundidade, grande espessura da camada de sal, alta pressão e temperatura.

Entre as empresas envolvidas na exploração da área do pré-sal, além da Petrobras, estão: o BG Group, a ExxonMobil, a Hess Corp, a Galp, a Petrogal, a Repsol e a Royal Dutch Shell (RESERVAS, 2008a).

Com investimentos de US\$ 1 bilhão, foram perfurados 20 poços que atingiram as camadas pré-sal – dos quais vários foram devidamente testados e avaliados com as melhores técnicas da indústria petrolífera. Esses poços identificaram óleo leve de alto valor comercial (em média 28° API) e grande quantidade de gás natural associado –apesar de os volumes ainda estarem sendo avaliados (NOVAS, [2008]).

O primeiro poço demorou mais de um ano para ser perfurado e custou US\$ 240 milhões. Hoje, a Petrobras perfura um poço equivalente em 60 dias, a um custo de US\$ 60 milhões (NOVAS, [2008]).

O volume descoberto das reservas na acumulação de Tupi foi estimado entre 5 e 8 bilhões de barris e na acumulação de lara entre 3 e 4 bilhões de barris. Esse volume representa pequena parte da nova fronteira que poderá aumentar significativamente as atuais reservas de petróleo do país, que somavam, em dezembro de 2007, 12,6 bilhões de barris (gráfico 14). A meta da Petrobras é começar a produção em Tupi em 2010, com um projeto piloto de 100 mil barris por dia (5% da produção nacional) e cerca de 3,5 milhões de m³/dia de gás natural (NOVAS, [2008]).

Desde 2005 até o primeiro semestre de 2008, na Bacia de Santos, já foram descobertas acumulações de óleo no pré-sal em blocos exploratórios que foram batizadas de Parati (BM-S-10 em ago./2005), Tupi (BM-S-11 em jul./2006), Carioca (BM-S-9 em set./2007), Caramba (BM-S-21 em dez./2007), Bem-Te-Vi (BM-S-8 em maio/2008), Guará (BM-S-9 em jun./2008) e lara (BM-S-11 em ago./2008) e uma acumulação de gás natural e condensado batizada de Júpiter (BM-S-24 em jan./2008) (NOVAS, [2008]).

Na Bacia de Campos foram encontradas, em 2007, acumulações de óleo leve na seção pré-sal dos Campos de Jubarte, Cachalote, Caxaréu e Pirambu.

No dia 2 de setembro de 2008, iniciou-se a produção de óleo da camada pré-sal, no Campo de Jubarte, que já produzia desde 2006 em um reservatório acima da camada de sal. A produção começa com um teste de longa duração (TLD), com o objetivo de observar e analisar as condições do óleo do pré-sal, tanto no reservatório, quanto na unidade de processo da plataforma, devendo durar de seis meses a um ano (PETROBRAS, 2008a).



O reservatório da camada pré-sal de Jubarte está localizado a 4.700 metros de lâmina d'água, com uma camada de sal de 200 metros, diferentemente de Tupi, cujo reservatório encontra-se a mais de 6 mil metros de profundidade e a camada de sal chega a cerca de 2 mil metros. Por esse motivo, apesar de ser na Bacia de Santos que estão sendo depositadas as expectativas de maior volume de reservas no pré-sal brasileiro, a produção da camada pré-sal foi antecipada para Espírito Santo. A primeira extração no pré-sal exigiu investimentos de cerca de R\$ 50 milhões (PETROBRAS, 2008a; OLIVEIRA, 2008).

Segundo o diretor de Exploração e Produção da Petrobras, Guilherme Estrella,

a área pode nos levar a uma nova visão e a novos conceitos de produção. Será um pólo produtor de óleo e gás muito longe da costa, diferentemente da Bacia de Campos, que se acessa por gasodutos e oleodutos. É uma oportunidade de criarmos novas tecnologias, de avançarmos com inovações (PETROBRAS, [2008]a).

Hoje, aos 55 anos de existência, a Petrobras implantou uma grande indústria petrolífera, reconhecida e respeitada em todo o mundo. A impressionante série de descobertas de petróleo pela Petrobras no pré-sal brasileiro aumentou o interesse do mundo sobre a companhia, que pertence ao seleto clube de operadoras com completo domínio tecnológico para operar águas ultraprofundas, de até 3 mil metros de profundidade.

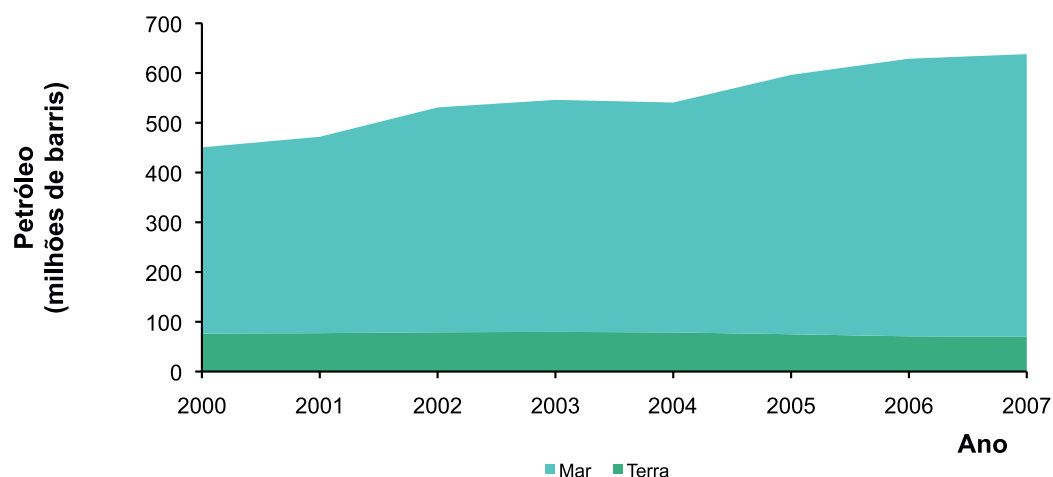
A produção do petróleo encontrado demorará um pouco para atingir níveis satisfatórios, devido aos desafios tecnológicos serem proporcionais à grandiosidade das descobertas. Mas a preocupação das operadoras é a falta de empresas brasileiras capazes de suprir a grande demanda por bens e serviços e atender à exigência da ANP para o conteúdo local.

No que tange à produção brasileira de petróleo, a marca de 1,5 milhão de barris/dia foi ultrapassada no ano de 2000. O Campo de Marlim teve papel importante nessa conquista, com uma produção média de 500 mil barris/dia. Em 2003, a produção doméstica de petróleo atingiu a marca de 1,62 milhão de barris por dia. A evolução da produção de petróleo no Brasil, entre 2000 e 2007, pode ser observada no gráfico 15 (PETROBRAS, [20-?]c).

Em 2006, iniciou-se a produção da plataforma P-50, no Campo de Albacora Leste, na Bacia de Campos, que permitiu ao Brasil atingir autossuficiência em petróleo (PETROBRAS, [20-?]c). Em 2008, a produção média da Bacia de Campos é de 1,5 milhões de barris de óleo por dia, o equivalente a cerca de 80% do total produzido no país (FREITAS, 2008). Percebe-se que a produção no mar tem uma linha ascendente, enquanto a produção em terra tem uma linha levemente decrescente ao longo dos anos, ratificando que grande parte dos investimentos em exploração e, conseqüentemente, das recentes descobertas estão localizadas em reservatórios *offshore*.



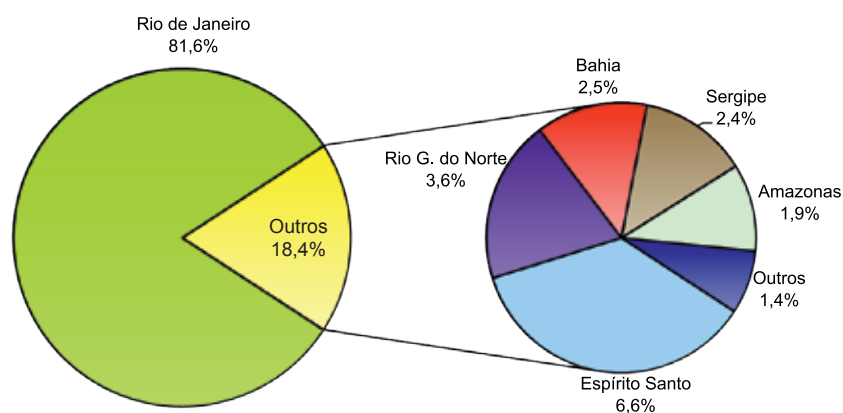
Gráfico 15
Evolução da produção de petróleo no Brasil, terra e mar, 2000-2007



Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2008b).

A seguir, o gráfico 16 mostra a participação dos Estados na produção de petróleo do Brasil. Percebe-se a significativa importância do Rio de Janeiro representando 81,6% da produção nacional, com atenção especial à Bacia de Campos.

Gráfico 16
Distribuição percentual da produção de petróleo, segundo Unidades da Federação, 2007



Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2008b).

Nota: "Outros" compreendem os estados de Alagoas, Ceará, Paraná e São Paulo.

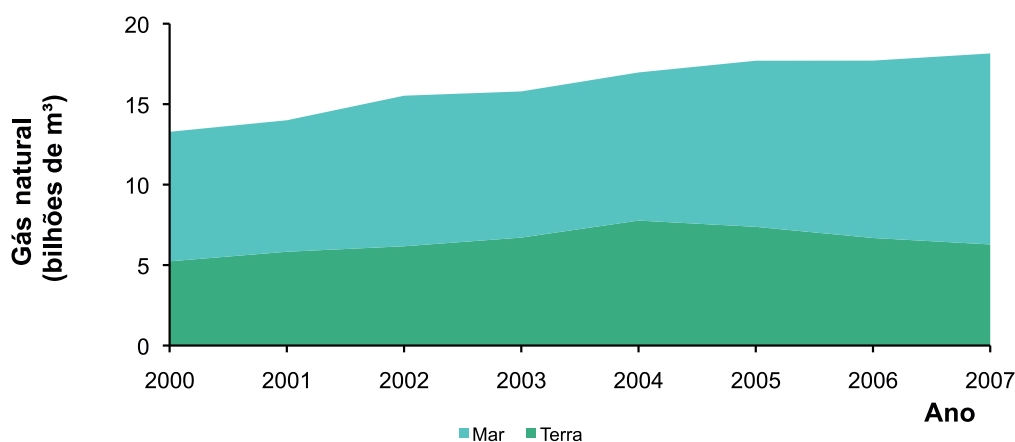


Quanto à evolução da produção de gás natural no Brasil, entre 2000 e 2007, pode-se observar, no gráfico 17, um crescimento médio contínuo. Em 2004, foi inaugurada a Unidade Produtora de Gás Natural (UPGN-3) no Campo de Urucu (AM) e o Campo de Piranema, em águas profundas na Bacia Sergipe-Alagoas, foi declarado comercial pela Petrobras (PETROBRAS, [20-?]c).

Em 2005, foi iniciada a pré-operação de quatro grandes empreendimentos da Petrobras na região norte do Espírito Santo: a Estação de Fazenda Alegre, o Terminal Norte Capixaba, a Plataforma de Peroá e a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas. Esses projetos viabilizaram o tratamento do gás produzido nos Campos de Peroá e Golfinho, aumentando para cerca de 10 milhões de m³/dia o volume de gás fornecido aos mercados do Nordeste e do Sudeste do país (PETROBRAS, [20-?]c).

A produção de gás natural – incluindo os volumes de reinjeção, queimas, perdas, consumo próprio e volume condensado na forma de LGN – foi de 18,2 bilhões de m³, em 2007, sendo 65% produzidos no mar e 35% em terra. Percebe-se, ainda, que a produção de gás no mar cresceu 47% nos últimos sete anos, enquanto a produção em terra decaiu 19% entre os anos de 2004 e 2007.

Gráfico 17
Evolução da produção de gás natural no Brasil, terra e mar, 2000-2007

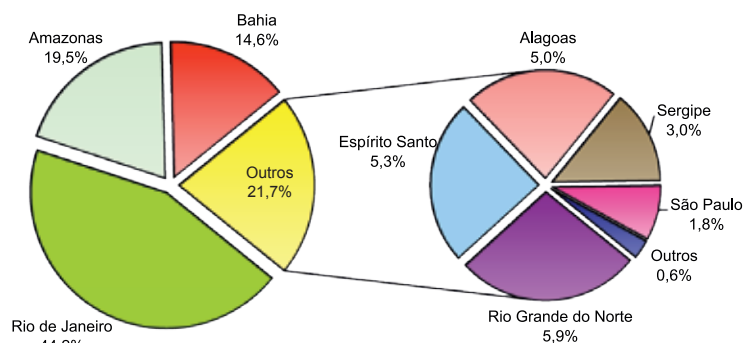


Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2008b).

O gráfico 18 mostra a distribuição percentual da produção de gás natural pelas Unidades da Federação (UF). Percebe-se, mais uma vez, a importância do Rio de Janeiro nessa distribuição, representando 44% de toda a produção. Porém, diferentemente da distribuição do petróleo, existem outros estados com participação relevante na produção de gás natural, como o Amazonas e a Bahia, representando 19,5% e 14,6% respectivamente.



Gráfico 18
Distribuição percentual da produção de gás natural, segundo
Unidades da Federação, 2007



Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2008b).

Nota: "Outros" compreendem os estados de Ceará e Paraná.

O Brasil tornou-se autossuficiente em petróleo em 2006. Porém, a crescente demanda pela *commodity* não foi acompanhada pelo volume de produção, consequentemente, os dados da ANP indicam que o Brasil fechou o primeiro semestre de 2008 como importador líquido de petróleo e derivados, confirmando a dificuldade que a Petrobras enfrenta para sustentar a autossuficiência nacional na produção de petróleo.

Segundo a ANP, o país importou uma média de 97,9 mil barris por dia a mais do que exportou no primeiro semestre de 2008. Trata-se da primeira vez, desde a conquista da autossuficiência, que o país fechou um semestre com a balança comercial de petróleo e derivados com saldo negativo (PAMPLONA, 2008a).

As estatísticas da ANP, que usa como base números da Secretaria de Comércio Exterior (Secex), divergem dos dados divulgados pela Petrobras, pois, segundo esta, a autossuficiência teria sido retomada com o crescimento da produção no segundo trimestre de 2008 e a balança comercial da companhia fechou o semestre positiva em 27 mil barris por dia (PAMPLONA, 2008a).

Existem duas diferenças principais entre os dados: a primeira refere-se ao fato de a Petrobras não contabilizar importações de petróleo e derivados por terceiros, a exemplo do setor petroquímico; a segunda é que a Secex considera apenas operações contabilizadas pela Receita Federal, procedimento que pode demorar até 60 dias (PAMPLONA, 2008a).



Segundo os dados da Secex, o Brasil importou um total de 129,78 milhões de barris no primeiro semestre de 2008 – sendo 73,99 milhões de barris de petróleo e 55,79 milhões de barris de derivados. Já as exportações no período somaram 111,86 milhões de barris – 59,10 milhões de barris de petróleo e 52,76 milhões de barris de derivados. Juntando petróleo e derivados, o déficit totalizou 17,915 milhões de barris (PAMPLONA, 2008a).

As dificuldades para o fechamento positivo da balança devem-se ao forte ritmo de crescimento do consumo, que chegou perto dos 10% no primeiro semestre. Só as vendas de diesel cresceram 10,7% no período – o Brasil sempre foi importador de diesel, uma vez que o petróleo nacional costuma produzir derivados mais pesados. A produção de petróleo, porém, cresceu apenas 2,7% nos primeiros seis meses de 2008, atingindo em média 1,79 milhão de barris por dia. Segundo a Petrobras, a produção de petróleo varia de 1,85 a 1,92 milhões de barris por dia, e a demanda varia de 1,78 a 1,83 milhões de barris por dia (PAMPLONA 2008b; ROSAS, 2009).

Com relação ao gás natural, a Petrobras tem se empenhado em aumentar a oferta para atender o crescimento da demanda por parte dos diferentes tipos de consumidores, dedicando-se tanto à ampliação da rede de distribuição quanto à construção de novos gasodutos. A intenção é colocar no mercado 134 milhões de m³/dia de gás, em 2012, mais que o dobro dos cerca de 50 milhões disponibilizados em 2007. Para tanto, estão previstos US\$ 18 bilhões de investimentos pela Petrobras na cadeia de gás natural entre 2008 e 2012 (PETROBRAS, 2007).

O aumento da oferta será possível com o melhor aproveitamento do gás gerado nos campos, a entrada de novos campos em produção e a introdução de terminais de regaseificação de GNL. Com esses terminais, será possível a importação de gás natural de outros países. No Brasil, dois terminais já estão instalados e deverão entrar em operação ainda em 2008, no Porto de Pecém (CE) e na Baía de Guanabara (RJ). O gás natural liquefeito (GNL) resulta da redução do volume do gás natural, possibilitando o transporte em navios até os terminais de regaseificação, onde é recebido em estado líquido e transformado novamente em gasoso, para entrar na rede de distribuição (AS NOVAS, 2008).

No Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras (Cenpes), os pesquisadores têm avançado em estudos sobre novas formas de transportar o gás natural. O gás natural comprimido (GNC) consiste em instalar, na plataforma, unidades de compressão para reduzir o volume do gás natural, permitindo o armazenamento do gás em cilindros, sendo transportado até a costa e enviado para tratamento em unidades de processamento de gás natural em terra (AS NOVAS, 2008).

A tecnologia gás para líquidos (GTL) transforma quimicamente o gás natural em gás de síntese, uma mistura de monóxido de carbono e hidrogênio, que será misturado diretamente com o petróleo ao qual o gás está associado. Posteriormente, esse gás produzirá derivados de alta qualidade, como óleo diesel e lubrificantes (AS NOVAS, 2008).

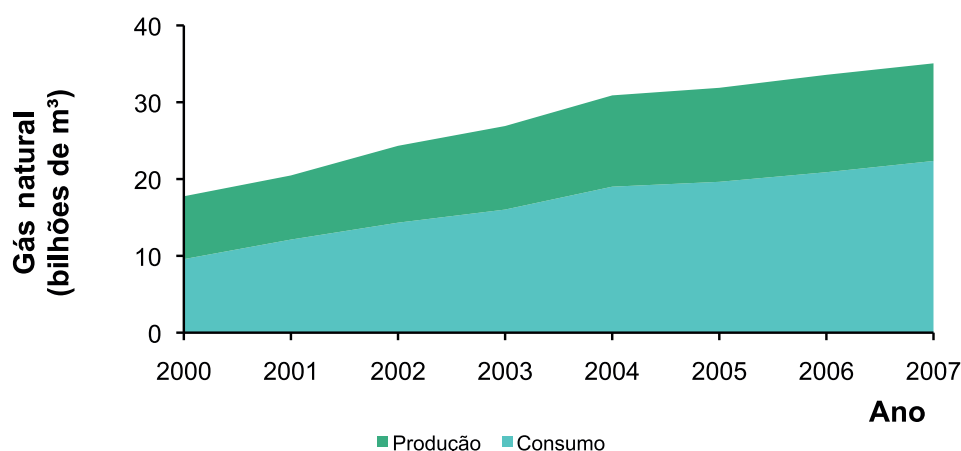


Essas três tecnologias, GNL, GNC e GTL, representam alternativas para o aproveitamento de gás natural gerado em campos distantes da costa, a exemplo dos situados na província do pré-sal.

Outras tecnologias ainda estão em fase embrionária no Cenpes: gás natural adsorvido (GNA), que envolve estocagem de gás em vasos de armazenamento contendo material adsorvente⁶; GTS (*gas to solid*) ou gás natural hidrato (GNH), cujo conceito contempla o transporte do gás natural na forma de hidratos; GTW (*gas to wire*), que transforma o gás natural em energia elétrica na própria plataforma de produção e a envia para o continente via cabos submarinos (AS NOVAS, 2008).

O gráfico 19 mostra a diferença entre a produção e o consumo de gás natural no Brasil. Vale ressaltar que o valor da produção não inclui os volumes de reinjeção, queimas e perdas. A demanda excedente é suprida pelo gás natural importado da Bolívia, cerca de 31 milhões de m³/dia que chegam ao país por gasodutos, o que corresponde a 50% do gás natural que o Brasil consome (AS NOVAS, 2008).

Gráfico 19
Evolução da produção e consumo de gás natural, no Brasil, 2000-2007



Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2008b).

⁶ Adsorção é a “adesão de moléculas do gás a uma superfície sólida. O grau de adsorção depende da temperatura, da pressão e da área de superfície. Sólidos porosos, como o carvão ativado, são bons adsorventes” (AS NOVAS, 2008, p. 14).



Com as novas descobertas *offshore* no Brasil, o país certamente tornar-se-á autossuficiente em gás natural. Porém, os novos projetos levarão alguns anos para estarem em produção, mantendo a dependência do gás boliviano pelos próximos anos para, posteriormente, existir um equilíbrio entre a produção e o consumo nacional.

No Brasil, a Petrobras possui 11 refinarias – incluindo a Refinaria Ipiranga, no Rio Grande do Sul, comprada com a Braskem e Grupo Ultra –, uma fábrica de lubrificantes em Fortaleza/CE (Lubrificantes e Derivados do Nordeste – Lubnor) e duas fábricas de fertilizantes nitrogenados – Fafen –, localizadas em Laranjeiras/SE e em Camaçari/BA (PETROBRAS, 2008c).

Além da Petrobras, existem duas refinarias particulares: a Refinaria de Manguinhos, no Rio de Janeiro, a mais antiga do Brasil, com capacidade de refinar 15 mil bpd de petróleo, está com a atividade de refino paralisada desde agosto de 2005; e a Univen Petróleo, em São Paulo, que foi autorizada, em 2003, a processar e refinar petróleos crus leves, condensado de petróleo, nafta e outras frações de petróleo para a produção de combustíveis e solventes.

Parcela significativa dos investimentos na área de refino de petróleo ocorreu na primeira metade da década de 1960 e boa parte da década de 1970, chegando a alguns momentos a superar os investimentos em exploração e produção (MARTINS, 2003). A partir do fim da década de 1970, os investimentos foram redirecionados para a atividade de exploração e produção, com especial atenção à Bacia de Campos. Os limitados investimentos ao longo dos últimos 25 anos, com a expectativa de crescimento da produção e a crescente demanda do mercado doméstico, apontam para a necessidade de ampliação da capacidade de refino para garantir a integração das atividades da Petrobras.

Analisando a tabela 5, percebe-se que a capacidade instalada de refino no Brasil já está quase totalmente utilizada. Com o aumento da produção de petróleo e as novas descobertas no pré-sal, é necessário que a capacidade instalada aumente significativamente.



Tabela 5
Capacidade instalada e utilizada das refinarias do Brasil, 2007

Refinarias	Capacidade instalada (Mbpd)	Volume processado (Mbpd)	Utilização (%)
Paulínia – Replan (SP)	365	348	95%
Landulpho Alves – Rlam (BA)	323	261	81%
Duque de Caxias – Reduc (RJ)	242	243	100%
Henrique Lage – Revap (SP)	251	236	94%
Alberto Pasqualini – Refap (RS)	189	148	78%
Pres. Getúlio Vargas – Repar (PR)	189	169	89%
Pres. Bernardes – RPBC (SP)	170	153	90%
Gabriel Passos – Regap (MG)	151	132	87%
Manaus – Reman (AM)	46	41	89%
Capuava – Recap (SP)	53	42	79%
Fortaleza – Lubnor (CE)	7	6	86%
Total	1986	1779	90%

Fonte: Elaboração própria com base em Petrobras (2008c).

Para atender a essa nova demanda, a Petrobras iniciou a construção da Refinaria Abreu Lima, em Pernambuco, com capacidade para refinar 200 mil barris/dia, e do Comperj, no Rio de Janeiro, com capacidade para 150 mil barris/dia, e informou a construção de mais três refinarias no Brasil: no Maranhão (Premium I, com capacidade para 600 mil barris/dia), no Ceará (Premium II, com capacidade para 300 mil barris/dia) e no Rio Grande do Norte (Refinaria Clara Camarão, com capacidade para 30 mil barris/dia). Esses novos empreendimentos adicionarão cerca de 1.280 barris diários à capacidade de refino brasileira (REFINARIAS, 2008).

Em março de 2008, iniciaram as obras para implantação do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) em uma área de 45 milhões de m², no município de Itaboraí, com investimentos estimados em US\$ 8,38 bilhões. Com o início da operação previsto para 2012, o principal objetivo do Comperj é aumentar a produção nacional de produtos petroquímicos com o processamento de cerca de 150 mil barris por dia de petróleo nacional.

No Comperj haverá uma unidade de refino e de primeira geração (Unidade Petroquímica Básica – UPB) para produção de petroquímicos básicos, além de um conjunto de unidades de segunda geração (Unidades Petroquímicas Associadas – UPAs, que vai transformar esses produtos básicos em produtos petroquímicos. Haverá ainda uma Central de Utilidades (Util), responsável pelo fornecimento de água, vapor e energia elétrica necessários para a operação de todo o complexo.



Em 2007, a Petrobras iniciou as obras do Centro de Integração do Comperj, em São Gonçalo (RJ), que está inserido no Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp) e tem como objetivo qualificar e capacitar a mão de obra local para atuar na implantação do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro. Cerca de 30 mil profissionais serão qualificados em mais de 60 tipos de cursos gratuitos, sendo 82% em nível básico, 17% em nível técnico e 1% em nível superior, divididos em cinco ciclos anuais. O 1º Ciclo de Qualificação Profissional do Centro de Integração do Comperj teve início em maio de 2007, oferecendo cursos na área de Construção Civil. Já foram qualificados 1.200 alunos e outros 800 estão em sala de aula (COMPERJ, 2008; PETROBRAS, 2008d).

A Refinaria Abreu e Lima, que está sendo construída desde 2007 no Complexo Portuário de Suape, em Pernambuco, será a primeira refinaria a processar 100% de petróleo pesado. O projeto inicial envolveu a parceria da Petrobras com a PDVSA (estatal da Venezuela), entretanto ainda estão em processo de negociação, até o fechamento deste trabalho (março 2009). Segundo Costa (2008), o óleo processado pela refinaria será proveniente da Bacia de Campos (RJ) e de Carabobo (Venezuela) e produzirá como principais produtos: GLP e diesel para o Norte e o Nordeste. Estão previstos investimentos da ordem de US\$ 4 bilhões e sua operação está programada para iniciar em agosto de 2010.

Essa atuação da Petrobras está alinhada com seu Plano Estratégico para 2020 que define como estratégias: *i)* aumentar a capacidade de refino no Brasil, processando o máximo de petróleo nacional produzido e buscando o equilíbrio com o crescimento da produção de óleo da empresa; e *ii)* adequar o parque existente e as expansões de refino no país e no exterior para atender aos padrões e às tendências de qualidade de produtos dos mercados-alvo (REFINARIA, 2008). Com os novos investimentos, a Petrobras passará sua capacidade de processamento dos 2 bilhões de barris de petróleo por dia para cerca de 3,3 bilhões de bpd.

Segundo dados do Plano de Negócios da Petrobras 2008-2012, a previsão de investimento no segmento de refino e transporte (R&T) nesse período foi de US\$ 29,6 bilhões. No Plano de Negócios 2009-2013, esse valor cresceu aproximadamente 46%, passando para um total de US\$ 43,4 bilhões, cerca de US\$12 bilhões por ano, com isso o segmento de R&T representa 25% do total do investimento previsto pela Petrobras para o período (PETROBRAS, 2009b).

Cabe observar a situação privilegiada da Petrobras, pois enquanto as grandes exploradoras de petróleo do mundo são estatais e as grandes empresas de refino são privadas, a Petrobras atua tanto em exploração e produção quanto em refino e transporte, possibilitando a integração dos segmentos, gerando economia de escala e escopo.



3.3 O papel da indústria de P&G na Bahia

A Cadeia de Petróleo e Gás (P&G) é uma das mais importantes para a economia baiana. Segundo dados da SEI (2008) e Promo (2008), essa cadeia representou, em conjunto com os segmentos químicos e petroquímicos, 32% do valor agregado do estado em 2005 e foi responsável por 35% da pauta de exportação da Bahia em 2007, além do segmento de refino representar 25% do ICMS arrecadado pelo estado para 2007. As atividades de extração representam mais de 75% das indústrias extrativas estaduais, enquanto as atividades de refino e produção de combustíveis, cerca de 1/3 da produção das indústrias de transformação do estado. Esses dados evidenciam a importância da indústria petrolífera para o estado, bem como sua influência para a indústria local como grande fornecedora de insumos e matérias-primas para o setor petroquímico.

Com o fim do monopólio da Petrobras, em 1997, novas empresas operadoras dos segmentos de exploração e produção (E&P) começaram a atuar na Bahia, arrematando blocos exploratórios ou campos marginais nas rodadas de licitações. A atividade de E&P é a que mais tem sentido os efeitos da abertura do mercado, uma vez que na Bahia a atividade vem sendo desenvolvida pela Petrobras e outras 32 empresas operadoras e concessionárias. No segmento de refino e transporte, as atividades continuam concentradas na Petrobras, com a atuação da RLAM (segunda refinaria em capacidade instalada no Brasil) e da Transpetro.

É sabido que as bacias terrestres detêm 67% do total de campos produtores do país. Todavia, contêm apenas 10% das reservas brasileiras de petróleo. Não obstante, vale ressaltar que a grande maioria desses campos em terra localiza-se nas Bacias do Recôncavo (situada no estado da Bahia, contando com 60%), Sergipe/Alagoas, Espírito Santo e Potiguar. A Bahia representou 2,3% da produção nacional de óleo e 15,5% de gás natural, em 2008.

Segundo a Agência Nacional de Petróleo (ANP), dos 217 campos terrestres da Petrobras, 157 tem reservas provadas inferiores a 530 mil barris e a maior parte tem produção inferior a 500 barris por dia, o que os classifica como marginais. Nesses 157 campos existem 3.500 poços de petróleo, cuja maior parte entrou em atividade na década de 1960 e parou de produzir nos anos 1980, remontando ao auge da produção baiana de petróleo. Atualmente, desse total apenas 1.100 poços estão em operação, rendendo um total de 17 mil barris por dia. Os demais poços têm sido abandonados pela Petrobras ao longo dos anos.

Nas demais regiões produtoras do mundo, onde existem regimes abertos de concessão, os campos maduros e marginais não são operados por grandes companhias petrolíferas, uma vez que as receitas desses campos contribuem marginalmente para a rentabilidade global das companhias. Normalmente, a operação de campos desse tipo é feita por empresas independentes de pequeno e médio porte, que obtêm maior eficiência econômica, haja vista que operam com estruturas organizacionais mais simples e orientadas para otimizar a condução dos negócios.



A experiência internacional é bem indicativa acerca do potencial de crescimento que esse segmento pode ter no Brasil. No Canadá, por exemplo, cerca de 1.500 empresas pequenas, conhecidas como “produtores independentes”, produzem mais de 2 milhões de barris de óleo por dia, ou seja, o equivalente a produção atual da Petrobras. Nos Estados Unidos, esse nicho responde por mais de 80 mil empregos diretos, em quase 8.000 pequenas companhias independentes, que operam 450 mil poços de baixa produção, sendo responsáveis por 65% do gás natural e 40% do óleo produzidos no país.

Como estímulo para atingir tais níveis de produção, os produtores independentes contam com diversos incentivos especiais, a exemplo de: dedução do imposto de renda; acesso a crédito com prazos dilatados; juros subsidiados; créditos por recolocar em produção poços abandonados; créditos pela utilização de técnicas avançadas de recuperação; *royalties* reduzidos ou nulos etc.

Desde 2000, quando a Petrobras firmou um contrato pioneiro de produção com cláusula de risco com a empresa Petrorecôncavo, para operação de 12 campos marginais na Bacia do Recôncavo, o Brasil tem seguido o exemplo internacional e galgado passos significativos a caminho de aumentar o número de operadoras independentes. Logo em seguida, em 2001, a Petrobras licitou para venda alguns de seus campos maduros e marginais, mediante leilão, quando foram arrematados 13 campos por duas empresas nacionais. Posteriormente, os campos marginais foram inseridos em Rodadas de Licitação pela ANP ou tiveram rodadas específicas para suas áreas, o que contribuiu para a entrada de novas empresas operadoras independentes no estado da Bahia, totalizando atualmente nove empresas, entre operadoras e parceiras.

A ampliação dessas atividades de recuperação e reativação da produção de campos maduros e marginais no Nordeste traz relevantes impactos em diversos setores da sociedade, com melhoria na distribuição de renda e na qualidade de vida em municípios do interior, decorrentes de: valorização dos campos pequenos, maduros e marginais; entrada de novas, pequenas e médias empresas no mercado de petróleo, com geração de empregos e renda; aumento da produção de óleo e gás nas regiões produtoras; implantação de serviços públicos antes não disponíveis em certas áreas isoladas, tais como: pavimentação de estradas, distribuição de energia elétrica, saneamento, bancos, agências dos correios etc.; atração de fornecedores locais de bens e serviços; revitalização das economias regionais, como resultado do aumento da receita de impostos pelos governos estaduais e municipais e da distribuição de lucros aos proprietários de terra onde se situam os poços produtores.

Tal cenário possibilitou a mobilização empresarial e a estruturação do parque de fornecedores locais. Como consequência, foi criada a RedePetro Bahia (associação das empresas fornecedoras de bens e serviços para a Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás da Bahia). A partir do levantamento dos atores de P&G elaborado pelo IEL/BA, foram levantados 81 fornecedores da Cadeia de Petróleo e Gás na Bahia, 36 deles instalados em Salvador, 12 em Simões Filho, 10 em Lauro de Freitas, 7 em Camaçari, 6 em Catu, 4 em Dias D’Ávila, 2 em São Sebastião do Passé, 2 em Pojuca, um em Mata de São João e um em Candeias. O início de suas atividades concentra-se nos anos 1990, quando 25 dessas empresas foram



abertas. Entre as principais áreas de atuação estão: equipamentos industriais, serviços industriais, manutenção industrial, serviços de apoio, projetos e engenharia. Do total de fornecedores, 48 são associados à RedePetro Bahia.

Ainda assim, os governos estaduais têm um papel fundamental, na medida em que podem encorajar empresas independentes a inserirem-se no negócio de produção de óleo e gás mediante a criação de mecanismos e instrumentos de estímulo a novos empreendimentos, agilização do licenciamento ambiental, acesso a créditos especiais, incentivos fiscais, além de estimular o desenvolvimento dos fornecedores locais.

Vale salientar que os investimentos a serem realizados nos próximos anos pela Petrobras e por outras operadoras atuantes no setor de P&G na Bahia atingem, atualmente, níveis nunca vistos antes no estado. A novidade não reside somente no volume de recursos previstos, mas principalmente na distribuição deles – exploração e produção, refino, distribuição, biodiesel, petroquímico. Além disso, ao se manter o atual ritmo de licitações de campos marginais e blocos exploratórios nas bacias, incluindo novas fronteiras, maiores serão os níveis de investimentos no futuro e mais *players* estarão envolvidos na contratação de bens e serviços que geram emprego e renda nas regiões petroleiras baianas.

Cabe destacar, ainda, que os esforços empreendidos em exploração nas áreas de P&G passam a demandar elevados investimentos, também, da indústria naval – plataformas, tanques, bancos de apoio etc.

A seguir será apresentado breve histórico do desenvolvimento da indústria de petróleo e gás no estado.

• Breve histórico do petróleo e gás no estado

Como apresentado anteriormente, a história do petróleo no Brasil confunde-se com a história do petróleo baiano. Foi na Bahia, em 1858, que foi concedido o direito de extrair mineral betuminoso para fabricação de querosene de iluminação em terrenos nas margens do Rio Maraú, e foi em Lobato (subúrbio de Salvador) que o petróleo nacional mostrou-se pela primeira vez, em 1939.

Em 1941, foi descoberto o Campo de Candeias, o primeiro economicamente viável de petróleo e gás natural do Brasil, em atividade até hoje. Nos anos seguintes vieram os de Aratu (1942), Itaparica (1942) e Dom João (1947). A capacidade de produção diária dos quatro campos era de 2,5 mil barris em 1947, quando o CNP decidiu construir a Refinaria Landulpho Alves, em Mataripe, próxima à cidade de Candeias, inaugurada em 1950 (BAHIA, 2006b; BRASIL ENERGIA, 2008).

Ainda em 1950, foram descobertos os Campos de Pedras (atual Rio da Serra) e Paramirim. Em 1951, Água Grande e Mata de São João e, em 1952, os Campos de Paramirim do Vencimento e de Mata de São João (BAHIA, 2006a). Em 1953, Pojuca e, em 1954, Dom João Mar (BRASIL ENERGIA, 2008).



Em 10 de maio de 1954, a Petrobras iniciou suas atividades como executora do monopólio estatal e, no dia 6 de outubro desse ano, por resolução da Diretoria Executiva, foi criada a Região de Produção da Bahia (RPBA). À época da sua criação, a RPBA era responsável por 100% da produção nacional de Petróleo e Gás Natural, com vazões médias diárias, respectivamente, de 2.663 barris/dia e 173,5 mil m³ (BAHIA, 2006a).

Durante 22 anos, a produção de petróleo no Brasil localizou-se exclusivamente na Bacia do Recôncavo. E esse período cobriu os dez primeiros anos da Petrobras, de 1953 a 1963, quando ocorreu a descoberta do Campo de Carmópolis, localizado em Sergipe (BAHIA, 2006b).

Além da Bacia do Recôncavo, outras bacias ainda pouco exploradas estão situadas na Bahia: Tucano, Jacuípe, Camamu-Almada, Jequitinhonha, Cumuruxatiba, Mucuri, São Francisco e Jatobá, conforme pode ser observado na figura 4.

Figura 4
Principais bacias sedimentares da Bahia



Fonte: ANP (2008g).

O Temadre (Terminal Marítimo de Madre de Deus, oficialmente Terminal Marítimo Almirante Alves Câmara) foi construído em 1955 e entrou em operação em 1956, ano em que foi descoberto o Campo de Gás de Jacuípe e entrou em operação a primeira linha do Oleoduto Catu-Mata-Candeias. Daí em diante outras linhas foram construídas ligando os campos à refinaria e ao terminal. O ano de 1957 foi um marco na formação de profissionais para a indústria de petróleo no Brasil, com a criação dos cursos de Geologia de Petróleo e de Engenharia de Perfuração e Produção na Bahia, em um convênio entre o Centro de Aperfeiçoamento de Pessoal da Petrobras (Cenap), embrião do atual Cenpes, e a Universidade Federal da Bahia (UFBA) (PETROBRAS, 2006a). Em 1958 foi descoberto o Campo de Taquie e, em 1959, os Campos de Buracica e Cassarongongo (BAHIA, 2006a; BRASIL ENERGIA, 2008).

A seguir será apresentado um retrospecto das descobertas no estado, segundo dados da Brasil Energia (2008) e da Petrobras (2006a). Durante os anos 1960, o Recôncavo Baiano continuou revelando novos campos



de petróleo: em 1960, Sauípe e Socorro; em 1961, Brejinho, Canabrava, Gomo e Ilha Bimbarra; em 1962, Fazenda Azevedo, Fazenda Panelas, Mapele, Santana e Socorro Extensão; em 1964, Fazenda Imbé, Massuí e Massapê; em 1965, Araçás e Miranga; em 1966, Camaçari, Fazenda Boa Esperança, Fazenda Onça, Lamarão, Malombê e Sesmaria; em 1967, Araçás Leste, Fazenda Santo Estevão e Rio Joanes; em 1968, Fazenda Sori, Lagoa do Paulo, Bom Lugar.

Ainda nos anos 1960, as descobertas estenderam-se para outras bacias. Na Bacia Camamu-Almada foram descobertos os Campos Morro do Barro (1962) e Jiribatuba (1964). Na Bacia Tucano Sul, Quererá (1962), Irai (1963), Sempre Viva (1964), Conceição (1967) e Lagoa Branca (1968).

Em 1962 foi instalada a primeira Planta de Gasolina Natural (PGN) do Brasil, integrada pela Unidade de Absorção, em Catu, e pela Unidade de Fracionamento, em Mataripe, possibilitando a recuperação de parte dos componentes do gás natural dos campos petrolíferos baianos, antes queimado na atmosfera.

Nos anos 1970, as descobertas na Bacia do Recôncavo foram: em 1971, Miranga Norte, Pojuca Norte e Remanso; em 1973, Apraius, Riacho São Pedro e Riacho Quiricó; em 1974, Lagoa Verde e Rio dos Ovos; em 1975, Sussuarana; em 1976, Rio Una; em 1978, Gamboa; e, em 1979, Mandacaru. Grande destaque para o início das operações do Polo Petroquímico de Camaçari, o maior da América Latina, em 1978.

Nos anos 1980, foram descobertos na Bacia do Recôncavo: em 1981, Riacho Ouricuri; em 1982, Leodório, Riacho da Barra e Rio Pojuca; em 1983, Fazenda Bálsamo e São Domingos; em 1984, Fazenda Alvorada, Fazenda São Paulo e Rio do Bu; em 1985, Rio Itariri e, em 1987, Fazenda Belém. Na Bacia Tucano Sul, foi descoberto o campo Fazenda Matinha, em 1986.

Nos anos 1990, as descobertas na Bacia do Recôncavo foram: em 1990, Rio Sauípe; em 1992, Bonsucesso, Cantagalo e Cidade de Entre Rios; em 1993, Rio Subaúma; em 1994, Fazenda Rio Branco; em 1995, Rio Pipiri; em 1997, Fazenda Alto das Pedras. Na Bacia Camamu-Almada, o Campo de Sardinha (1992) e na Bacia Tucano Sul foi descoberto o Campo Curral de Fora (1996) (BAHIA, 2006a).

Foram poucas as descobertas nas bacias marítimas da Bahia. A primeira descoberta de petróleo *offshore* no estado foi feita através do poço BAS-37, na Bacia de Jequitinhonha, próximo à cidade de Ilhéus, em 1979. Até 1997 foram registradas seis descobertas marítimas, incluindo o Campo de Sardinha (BAHIA, 2006a).

Após o fim do monopólio, em 1997, outras empresas operadoras passaram a atuar na Bahia, isoladamente ou em parceria, inclusive com a Petrobras. Em todas as Rodadas de Licitações houve concessões na Bahia, porém alguns dos blocos adquiridos já foram devolvidos à ANP. O Apêndice 3 mostra a relação dos blocos exploratórios que estavam sob concessão em agosto de 2008, segundo informações disponibilizadas pela ANP.



Na Bacia de Camamu–Almada, ocorreram duas descobertas em 2000: uma de petróleo tipo leve, através do poço 3-BAS-131, e uma de gás natural, denominada Campo de Manati, na costa do município de Cairú, ambas pelo consórcio formado pela Petrobras (operadora), Queiroz Galvão e Petroserv. Nos anos 2006 e 2007, foram declarados comerciais os Campos de Pinaúna e Camarão, ambos explorados pela El Paso (BAHIA, 2006a; ANP, [1999-2008]).

A região do Recôncavo voltou a atrair atenção dos investidores, após anos de estagnação, estimulando a adoção de tecnologias de recuperação avançada de petróleo. A retomada começou em 2001, quando a estatal declarou comercialidade de três Campos na Bacia do Recôncavo: Beija-Flor, Curió e Cardeal (LORENZI, 2005).

Na 4ª Rodada de Licitações, em 2002, foram colocados dois blocos à venda com campos marginais devolvidos pela Petrobras em 1998: BT-REC-8, com Fazenda Floresta e Jacumirim, e BT-REC-10, com Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Norte, Lagoa do Paulo Sul, Acajá e Burizinho. O primeiro foi arrematado pela Queiroz Galvão e o segundo pela Recôncavo E&P. O campo marginal Lagoa do Paulo foi declarado comercial novamente em 2004, Lagoa do Paulo Norte, Lagoa do Paulo Sul e Acajá-Burizinho em 2005 (SIQUEIRA, 2001; ANP, [1999-2008]).

Durante a 7ª Rodada de Licitações, em 2005, foram arrematadas dez áreas de economicidade marginal. Pode-se observar o resultado final na quadro 2. Cabe ressaltar que o contrato do Campo Rio Una foi cancelado em dezembro de 2007 (ANP, 2007) e os Campos Bom Lugar, Araçás Leste, Morro do Barro e Sempre Viva foram declarados comerciais em 2008 (ANP, [1999-2008]).

Quadro 2
Campos marginais da Bahia concedidos na 7ª Rodada

Bacia	Campos	Operadora
Camamu-Almada	Jiribatuba	Construtora Pioneira S.A.
	Morro do Barro	Panergy Consultoria e Participações Ltda.
Recôncavo	Araçás Leste	Egesa Engenharia S.A.
	Rio Una	Sinalmig Sinais e Sistemas e Programação Visual
	Bom Lugar	Construtora Pioneira
	Jacarandá	Alcom Comércio de Óleos Ltda.
	Fazenda São Paulo	Alcom Comércio de Óleos Ltda.
	Pitanga	Alcom Comércio de Óleos Ltda.
	Gamboa	Contrato não assinado
Tucano Sul	Sempre Viva	Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2005).

Entre 2003 e 2008 foram descobertos os seguintes Campos na Bacia do Recôncavo: Uirapuru (2003) e Canário (2004), pela operadora independente Petrosynergy; Jandaia (2004), pela Petrobras; Tangará (2005),



pela Petrobras; Juriti (2006), pelo Recôncavo E&P; Guanambi (2007), pelo consórcio operado pela Petrobras; Engenho de Dentro (2008), pela Petrobras; Ipê Amarelo (2008) e Maritaca (2008), pelo consórcio operado pela Starfish Oil & Gás; Jaó (2008), pelo consórcio operado pela Queiroz Galvão; e Tico-Tico (2008), pelo consórcio operado pela W.Washington. Em 2008, a política exploratória de áreas maduras mostra-se mais forte: na Bacia do Recôncavo existem 13 blocos sendo explorados pela Petrobras e 58 por outras operadoras (PETROBRAS, [2008]b; ANP, [1999-2008]; TORRES, 2008).

De acordo com Luna (2008), a Bacia de Jequitinhonha tornou-se uma prioridade para a Petrobras, em 2008, pois, segundo geólogos, a formação geológica dessa bacia é comparada à da Bacia de Campos, ou seja, de elevada atratividade. A empresa pretende começar rapidamente a exploração do bloco de águas profundas no sul da Bahia, adquirido na 4ª Rodada de Licitações da ANP, na perspectiva de abrir uma nova fronteira.

Segundo dados da ANP (2008c), existem 99 blocos exploratórios em concessão na Bahia. A tabela 6 lista as empresas que atuam na Bahia como operadora e a quantidade de blocos que cada uma possui, atuando isoladamente ou em consórcio.

Tabela 6
Concessões na Bahia por operadora

Operadora	Blocos
Brasão do Brasil Exploração Petrolífera S.A.	1
Comp E&P de Petróleo e Gás S.A.	2
Construtora Pioneira S.A.	11
Cowan Petróleo e Gás S.A.	2
Devon Energy do Brasil Ltda.	1
El Paso Óleo e Gás do Brasil Ltda.	1
Eni Oil do Brasil S.A.	1
Petróleo Brasileiro S.A. *	31
Petrosynergy Ltda.	5
Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A.	2
Recôncavo E&P S.A.	1
Silver Marlin E&P de Petróleo e Gás Ltda.	5
Starfish Oil & Gas S.A.	6
Statoil do Brasil Ltda.	4
W.Washington Empreendimentos e Participações Ltda.	26
Total	99

Fonte: Elaboração própria com dados de ANP (2008c)

Nota: * Esses números referem-se apenas a blocos exploratórios, não incluindo campos em desenvolvimento ou produção. Como visto anteriormente, a Petrobras possui 91 áreas sob sua concessão na Bahia, sendo que atua com exclusividade em 80, como operadora de consórcio em oito e como parceira de outras operadoras em três. Essa quantidade diferencia-se dos dados da ANP, porque contabiliza os blocos da Rodada Zero, os blocos em que atuam apenas parceira e porque, após as licitações, alguns dos blocos adquiridos foram reagrupados, pela ANP, em blocos maiores (PETROBRAS, 2008b).



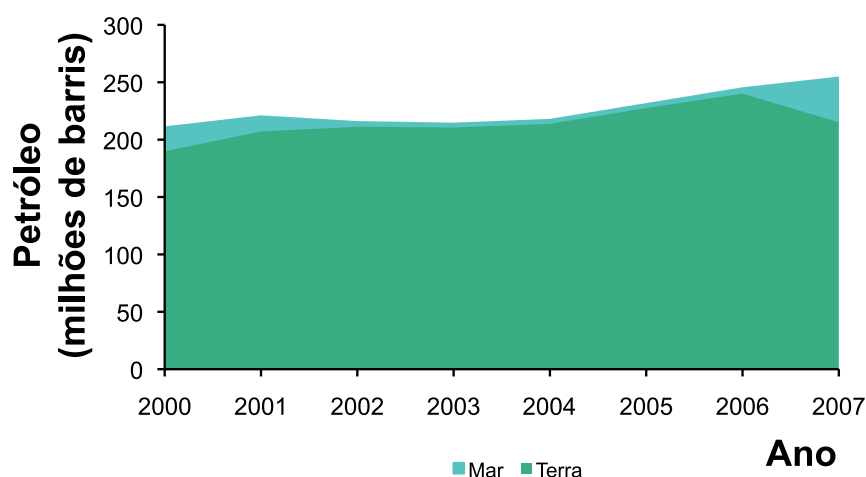
3.3.1 O desenvolvimento da exploração, da produção e do refino no estado

Diante do quadro atual para a Cadeia de Petróleo e Gás no Brasil, e particularmente na Bahia, com a concessão, pela ANP, de campos marginais para desenvolvimento, produção e exploração por empresas independentes, a partir de 2006, a participação de empresas de capital nacional, principalmente pequenas e médias, vem corroborando para o adensamento e a capilaridade da cadeia contribuindo para melhor distribuição de emprego e renda no estado.

Atualmente, a Cadeia de Petróleo e Gás na Bahia está estruturada nas atividades de exploração e produção (*upstream*), concentrada na Petrobras e outras 32 empresas operadoras e concessionárias, e nas atividades de refino e transporte (*downstream*) também concentrada nas mãos da Petrobras, com a atuação da Refinaria Landulpho Alves – Mataripe.

As reservas provadas de petróleo da Bahia, em 2007, eram de 254 milhões de barris, sendo 85% em terra. O gráfico 20 mostra a evolução das reservas entre os anos 2000 e 2007. Percebe-se que, entre os anos 2006 e 2007, as reservas em terra diminuíram enquanto as reservas no mar aumentaram em função do redirecionamento dos investimentos nas explorações *offshore*, em especial das operadoras independentes.

Gráfico 20
Evolução das reservas provadas de petróleo da Bahia, terra e mar, 2000-2007

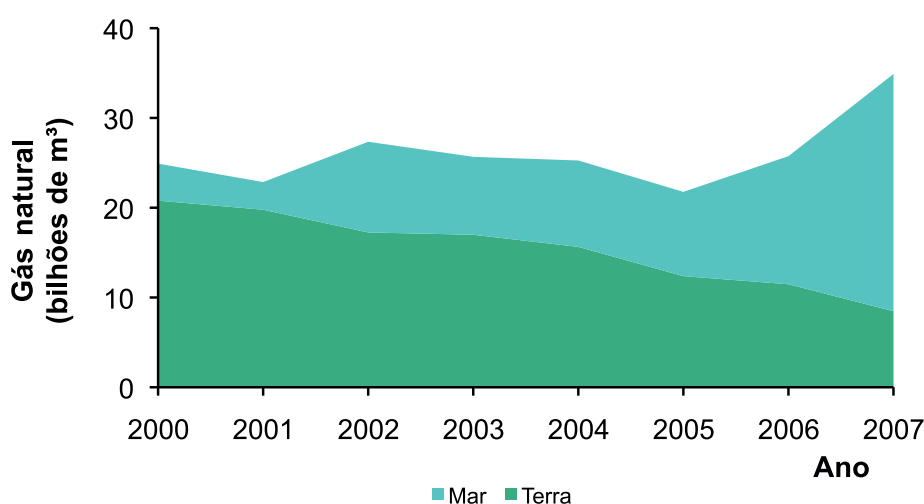


Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2008b).



As reservas provadas de gás natural da Bahia, em 2007, eram de 35 bilhões de m³ (24% em terra e 76% no mar). O gráfico 21 mostra a evolução das reservas no período de 2000 a 2007, demonstrando uma curva decrescente para as reservas em terra e crescente para as reservas no mar. O salto apresentado no gráfico é fortemente impulsionado pelas reservas dos Campos de Manati, Camarão, Pinaúna e Sardinha.

Gráfico 21
Evolução das reservas provadas de gás natural da Bahia, terra e mar, 2000-2007



Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2008b).

Com a concentração da sua produção em terra (*onshore*), a participação da Bahia na produção nacional de petróleo é apenas 2,5% (em 2007) (ANP, 2008b). O Campo de Candeias, na Bacia do Recôncavo, está em operação desde a década de 1940 e durante muitos anos deteve a principal reserva e a maior produção do Brasil. Hoje já não tem o mesmo destaque, contudo tem mantido sua produção graças a métodos de recuperação avançados (aproximadamente 31,4 mil barris de petróleo e 239 mil m³ de gás natural em junho de 2008) (ANP, 2008e).

Diante do perfil de maturidade da Bacia do Recôncavo e da produção declinante dos poços, o desafio configura-se na recuperação avançada de petróleo e na utilização de novos métodos de elevação do petróleo. Assim, a bacia ainda desperta interesse das empresas, principalmente das pequenas, pois apesar de madura oferece risco muito baixo. A perspectiva é de serem investidos em torno de R\$ 148 milhões nos próximos quatro a oito anos, em função do resultado da nona rodada em que foram oferecidos 32 blocos.

Para as novas fronteiras de exploração em terra, estão sendo desenvolvidos estudos sobre horizontes mais profundos para a Bacia do Recôncavo, bem como de novos modelos exploratórios para a Bacia de Tucano e a Bacia de Jatobá. Em mar, tais fronteiras concentram-se no litoral sul nas bacias: Camamu-Almada, Cumuruxatiba e Jequitinhonha – sendo esta última uma grande aposta da Petrobras.



Em mar (*offshore*), a produção baiana está restrita a águas rasas no litoral sul do estado. O destaque é o Campo de Manati, na Bacia Camamu-Almada, produtor de gás natural, que foi a mais importante descoberta no estado nos últimos anos. Manati, em setembro de 2008, produzia cerca de 8 milhões de m³ por dia (ANP, [2000-2008]f).

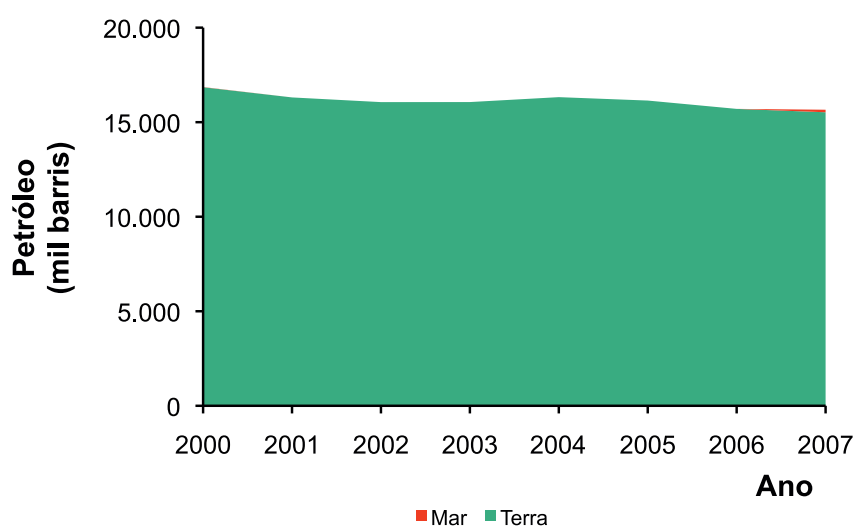
Em 2007, a produção total de petróleo na Bahia foi de 15,6 milhões de barris, muito próxima à de 2006, conforme mostram a tabela 7 e o gráfico 22, que revelam a evolução no período de 2000 a 2007.

Tabela 7
Produção de petróleo da Bahia, terra e mar, em mil barris, 2000-2007

Ano	Terra	Mar	Total
2000	16.848,1	11	16.859,1
2001	16.309,6	—	16.309,6
2002	16.061,4	—	16.061,4
2003	16.064,4	—	16.064,4
2004	16.324,1	—	16.324,1
2005	16.143,8	—	16.143,8
2006	15.703,1	—	15.703,1
2007	15.524,6	134,1	15.658,7

Fonte: Elaboração própria com base em ANP ([2000-2008]a).

Gráfico 22
Evolução da produção de petróleo da Bahia, terra e mar, em mil barris, 2000-2007



Fonte: Elaboração própria com base em ANP ([2000-2008]a).



A produção acumulada do Campo de Manati atingiu, em maio de 2008, dois bilhões de m³ de gás natural. Em menos de dois anos de produção comercial – o início das atividades foi em abril de 2007 –, Manati levou o estado da Bahia da condição de importador para exportador de gás natural para a região Nordeste. O desenvolvimento do campo contribui significativamente para o atendimento do mercado consumidor e para a redução do déficit do produto na região.

Em janeiro de 2007, a Unidade de Negócio da Bahia (UN/BA) entregou em média 4,56 milhões de m³/dia de gás e um ano depois (em janeiro de 2008) registrou-se a entrega de 7,83 milhões de m³/dia, um acréscimo de 72%. A UN/BA é responsável por 25% da entrega de gás do segmento E&P baiano, sem incluir o gás da Bolívia.

A partir de novembro de 2008, com a implantação do projeto de ampliação da oferta de Manati e com a conclusão das obras de escoamento da área de Gás e Energia, espera-se entregar 10 milhões de m³/dia.

O gás proveniente do Campo de Manati é transportado até a estação de tratamento por um gasoduto que percorre trechos oceânicos e terrestres ao longo dos municípios de Cairu, Valença, Jaguaripe, Maragogipe, Salinas da Margarida e São Francisco do Conde. O gasoduto marítimo/terrestre tem diâmetro de 24 polegadas, com extensão aproximadamente 125 quilômetros (BAHIA, 2008a).

A tabela 8 e o gráfico 23 mostram a evolução da produção de gás natural da Bahia de 2000 a 2007. A produção de gás natural da Bahia, em 2007, cresceu 40% em relação a 2006, devido à entrada em produção do Campo de Manati, ano em que a produção baiana passou a participar com 14,6% da produção brasileira de gás natural.

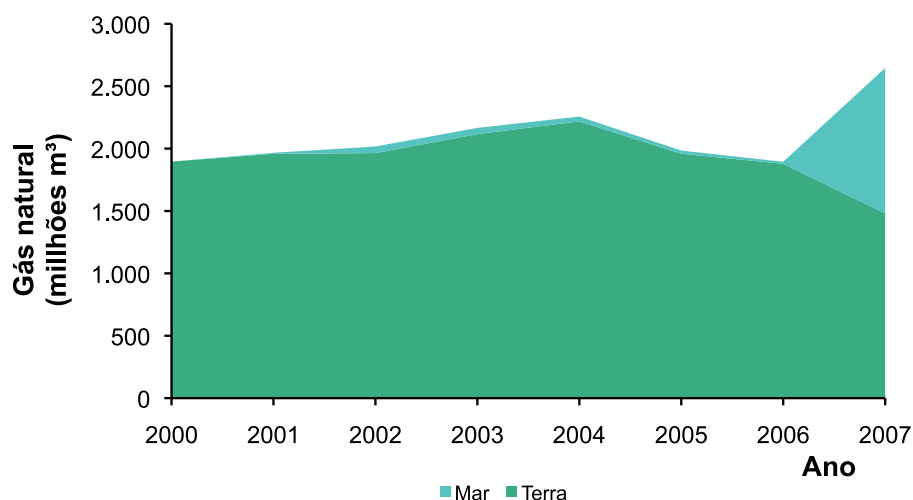
Os campos que se destacaram, em junho de 2008, foram Miranga, com 44 milhões m³ (aproximadamente 1,5 mil m³/dia) e Manati com 176 milhões m³ (cerca de 6 milhões m³ /dia) (ANP, 2008e; ANP, 2008f).

Tabela 8
Produção de gás natural da Bahia, terra e mar, em milhões m³, 2000-2007

Ano	Terra	Mar	Total
2000	1.895,90	0,01	1.895,90
2001	1.958,10	8,50	1.966,60
2002	1.964,20	52,60	2.016,80
2003	2.115,70	50,20	2.165,90
2004	2.218,40	38,20	2.256,60
2005	1.959,10	25,20	1.984,30
2006	1.878,00	16,30	1.894,30
2007	1.480,00	1.166,30	2.646,30

Fonte: Elaboração própria com base em ANP ([2000-2008]b).

Gráfico 23
Evolução da produção de gás natural da Bahia, terra e mar, em milhões m³, 2000-2007



Fonte: Elaboração própria com base em ANP ([2000-2008]b).

Em 2007, 1.787 poços foram responsáveis pela produção na Bahia de petróleo e gás natural, número equivalente ao ano anterior (2006). Os poços estavam localizados, em sua quase totalidade em terra (99,5%), conforme mostra a tabela 9.

Tabela 9
Poços produtores de petróleo e gás natural da Bahia, 2000-2007

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Terra	1.621	1.737	1.853	1.947	1.842	1.823	1.783	1.779
Mar	21	27	21	27	21	5	5	8
Total	1.642	1.764	1.980	1.974	1.862	1.828	1.788	1.787

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2008b).

Na Bahia, a atividade de refino iniciou-se com duas destilarias construídas artesanalmente na década de 1940, uma em Aratu e outra em Candeias, com uma produção reduzida de gasolina, querosene e óleo diesel, “mas nada que se comparasse a uma indústria de refino nos moldes que foi projetado para Mataripe” (MATTOS et al., 2000, p. 36). Com isso, a atividade de refino na Bahia pode ser sintetizada à atuação da Refinaria Landulpho Alves (RLAM), situada em Mataripe, localidade da antiga Fazenda Barreto, no município de São Francisco do Conde, a 56 km de Salvador, às margens da Baía de Todos os Santos.



Criada em setembro de 1946, a partir do Decreto Federal nº 9.881, que autorizava o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) a construir a Refinaria Nacional do Petróleo, somente após quatro anos, em 1950, é inaugurada a primeira refinaria moderna de petróleo do Brasil, com capacidade de processar 2,5 mil bpd.

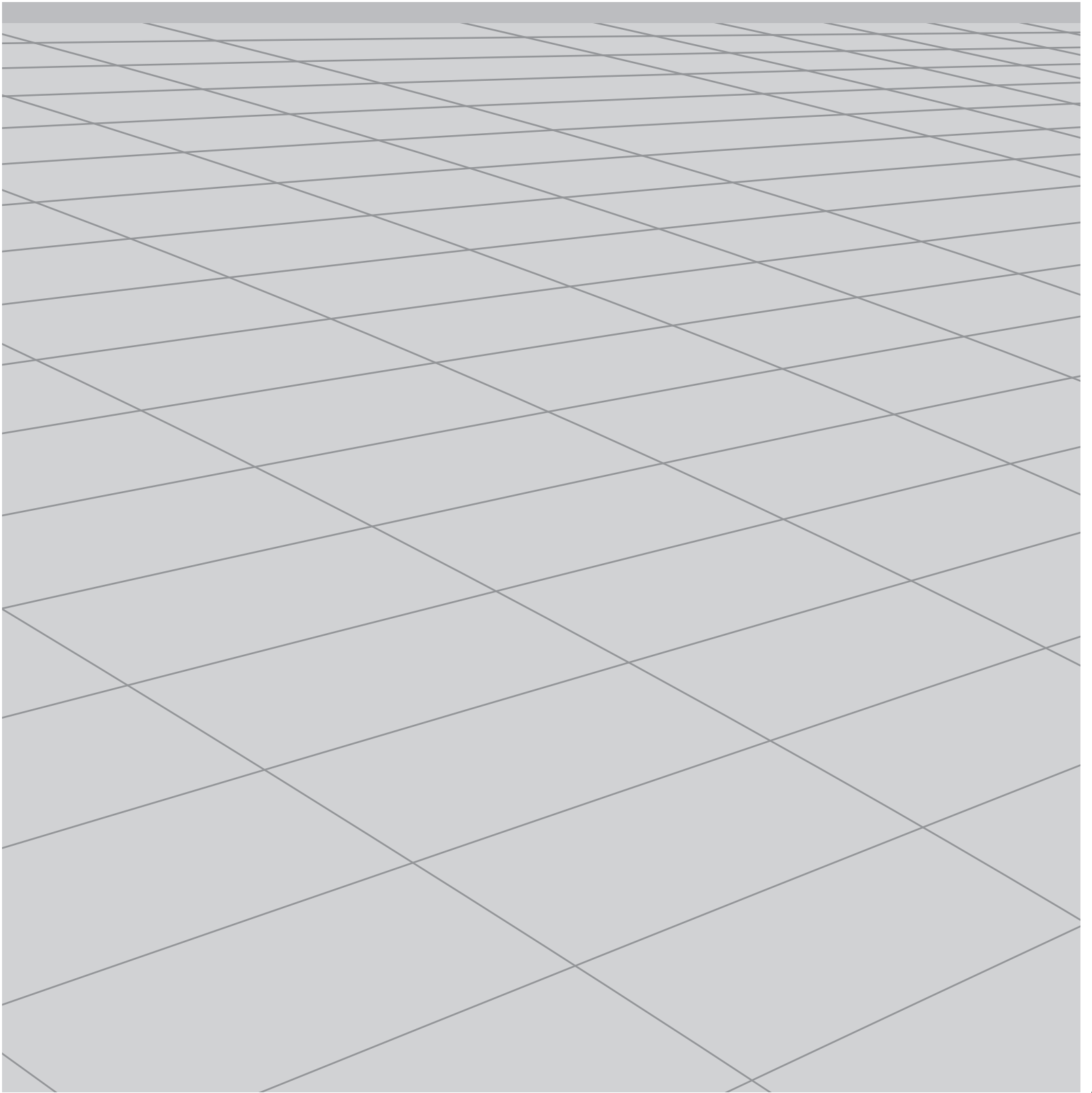
Na época, já existia no Brasil a atividade de transformação de petróleo com a Destilaria Sul-Riograndense, Refinaria Ypiranga S.A. (ambas no Rio Grande do Sul) e a Refinaria Matarazzo (em São Paulo), inauguradas na década de 1930, entretanto eram controladas por particulares e estavam limitadas a uma pequena produção de derivados.

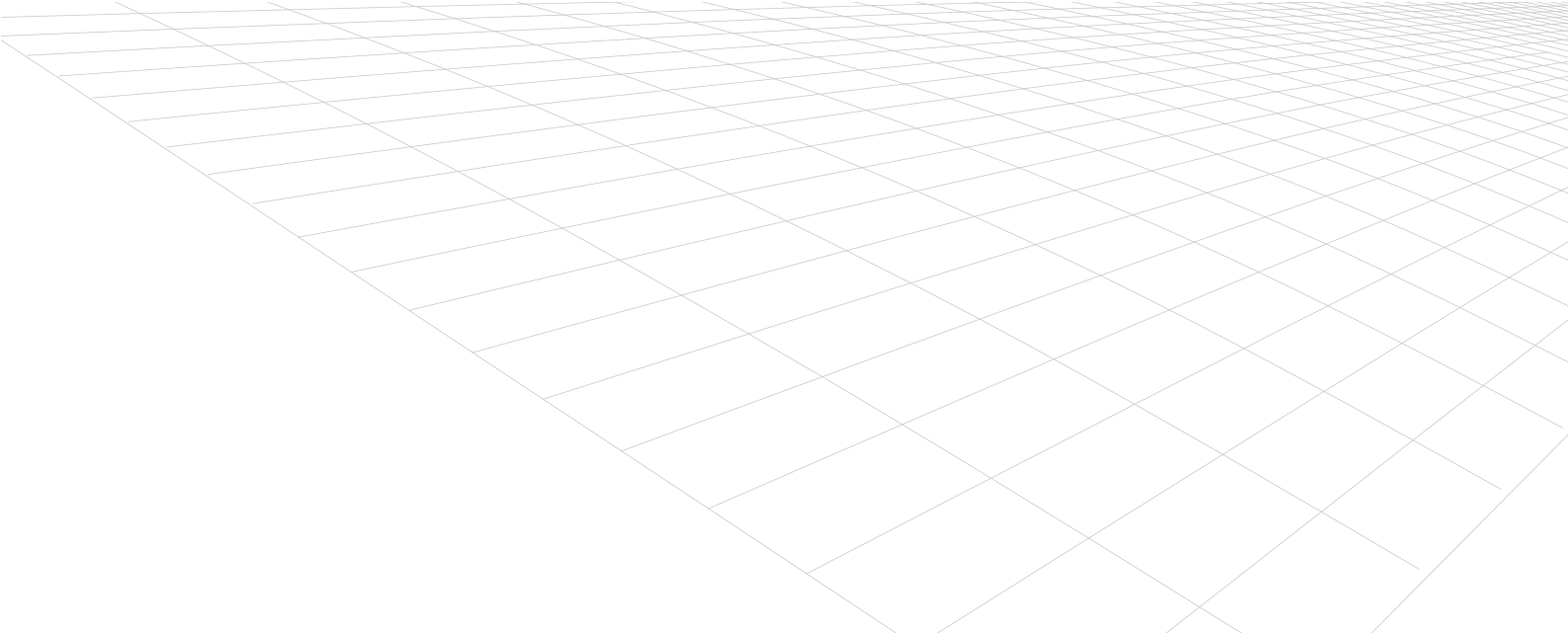
A inauguração da RLAM representou um marco na industrialização do petróleo no Brasil. Em 1953, com o monopólio estatal e a criação da Petrobras, a Refinaria Nacional do Petróleo foi incorporada ao patrimônio da Petrobras e seu nome foi mudado para Refinaria Landulpho Alves – Mataripe (RLAM), em homenagem ao engenheiro e político baiano Landulpho Alves que muito lutou pela causa do petróleo no país (MATTOS et al., 2000).

Ao longo dos anos, o parque de refino na Bahia cresceu e sua importância para a instalação do Polo Petroquímico de Camaçari, no fim da década de 1970, foi fundamental. Em 1971, a Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados (Fafen) de Camaçari iniciou suas atividades, produzindo fertilizantes nitrogenados a partir do gás natural dos campos produtores de petróleo da Bahia e do Sergipe. A fábrica foi pioneira na implantação do Polo Petroquímico. Em 1993, com a incorporação da Nitrofertil a Petrobras, a fábrica passou a ter a denominação atual. Junto à Fafen de Sergipe, produz amônia, ureia fertilizante, ureia pecuária, ureia industrial, ácido nítrico, hidrogênio e gás carbônico (PETROBRAS, [20-?]d).

Desde sua inauguração, a RLAM vem ampliando sua capacidade de processamento passando de 2,5 mil bpd em 1950, para 323 mil bpd em 2007, sendo a 2ª refinaria em capacidade de processamento (PETROBRAS, [20-?]e). Segundo a Comissão Técnica Permanente de ICMS, os produtos petróleo, combustível e lubrificantes representaram mais de 25% do total de ICMS arrecadado, em 2007, no estado da Bahia, com volume em torno de R\$ 2,2 bilhões, demonstrando sua importância para o estado (BRASIL,[2008]). Entre os principais derivados produzidos pela refinaria estão: propano, propeno, isobutano, gás de cozinha, gasolina, nafta petroquímica, querosene, querosene de aviação, parafinas, óleos combustíveis e asfaltos (PETROBRAS, [20-?]e).

Segundo dados do Plano de Negócios da Petrobras 2008-2012, a previsão de investimento no segmento de refino nesse período foi de U\$ 29,6 bilhões. Para a Bahia, a previsão de investimento na RLAM apresentada, para esse mesmo período, foi de U\$ 3 bilhões, sendo 80% voltado para a qualidade dos combustíveis (PETROBRAS, 2007; REFINARIA, 2008).





4 Análise estratégica da cadeia de P&G baiana sob a ótica prospectiva

A construção de cenários futuros para o estudo prospectivo passa pela identificação de um futuro de referência. Uma das condições necessárias para que tal futuro de referência não seja uma utopia é sua conexão com o presente.

Para tanto foram identificadas variáveis críticas dos ambientes interno e externo. As variáveis do ambiente externo são aquelas cujo comportamento altera as variáveis do ambiente interno, e as variáveis do ambiente interno são aquelas cujo conhecimento permite identificar a evolução histórica e as condições atuais em que se encontra o tema do estudo e, neste caso, a Cadeia de Petróleo e Gás Natural da Bahia, nos segmentos de exploração, produção e refino.

Após a construção do panorama da cadeia de P&G do mundo, do Brasil e, mais especificamente, da Bahia, apresentados no capítulo anterior, foram identificados alguns fatos portadores de futuro, que são fatos concretos do presente ou do passado, com grande potencial para influenciar no cenário futuro e respectivas variáveis críticas.

A seguir serão apresentadas as variáveis dos ambientes interno e externo, ressaltando que esse esforço de síntese não esgota a possibilidade da existência de outras variáveis tão quanto importantes. Importante lembrar que este trabalho foi validado por especialistas na área, que acompanharam os estudos desenvolvidos pelo Observatório de Desenvolvimento Industrial do Estado da Bahia (ODI)/Bahia.



• Variáveis do ambiente externo

As variáveis do ambiente externo identificadas permitem traçar um panorama atual de onde está inserida a Cadeia de Petróleo e Gás da Bahia. A seguir será apresentada a relação dessas variáveis e uma breve contextualização de cada uma delas.

- a. Preço do petróleo.
- b. Carga tributária.
- c. Taxa de câmbio.
- d. Demanda mundial e brasileira de energia.
- e. Demanda por P&G no Brasil.
- f. Participação do gás natural na matriz energética brasileira.
- g. Participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira.
- h. Infraestrutura logística da Bahia.
- i. Projetos de melhoria na infraestrutura portuária da Bahia.
- j. Projetos de novos estaleiros na Bahia.
- k. Mão de obra especializada para a cadeia de P&G.
- l. Qualidade dos combustíveis – redução do teor de enxofre.
- m. Processo de licenciamento ambiental.
- n. Interação entre instituições de ciência e tecnologia.
- o. Tecnologia utilizada/desenvolvida pelos fornecedores de bens e serviços da cadeia de P&G da Bahia.
- p. Linhas de financiamento disponíveis para a cadeia de P&G.
- q. Corpo técnico especializado em P&G nas instituições de fomento públicas e privadas.
- r. Reservas do pré-sal.
- s. Marco regulatório referente ao pré-sal.
- t. Reservas de gás natural da Bahia.
- u. Marco regulatório sobre conteúdo local na compra de bens e serviços para o setor de petróleo e gás natural.
- v. Participação dos fornecedores da Bahia na Cadeia de P&G.

a) Preço do petróleo

Variável de grande sensibilidade, com flutuações que dependem de fatores políticos, geopolíticos e de mercado, de modo que, embora seja estratégica e de grande importância, pode viabilizar projetos, mas também inviabilizar negócios de alto risco e grau de investimento elevado, como são os projetos na área de petróleo e gás.

Nos últimos anos, o preço do barril tem aumentado até atingir a marca histórica de US\$ 147 por barril em julho de 2008. Esse aumento é motivo de grande especulação e garantia de rendimentos extraordinários para as multinacionais e, também, para novas empresas que se inseriram recentemente no mercado brasileiro.



Ainda, o preço do petróleo elevado viabiliza projetos que antes eram economicamente inviáveis, tornando-se uma oportunidade para as operadoras que atuam no Brasil.

A evolução da cotação do petróleo nos mercados internacionais tem um impacto direto e imediato nas cadeias produtivas de P&G de todo o mundo. A contínua valorização experimentada pelo petróleo nos últimos anos, conforme mostrado no capítulo 2, também tem impactado direta e imediatamente na cadeia produtiva de P&G do estado da Bahia.

O caráter maduro e, em muitos casos, economicamente marginal dos reservatórios de hidrocarbonetos da Bahia faz que aumentos significativos do preço do petróleo tornem viável a colocação em produção de numerosos poços que não eram economicamente interessantes na situação anterior. A reativação desses poços, além de requerer, na maioria das ocasiões, intervenções com sondas de *work-over*⁷, deriva na necessidade de aumentar tancagem para estocagem do novo óleo produzido, instalação de novas linhas de produção e toda uma gama de outros serviços que dinamizam imediatamente a atividade do parque supridor. Ainda, a execução desses serviços demanda mão de obra que é rapidamente incorporada ao mercado.

b) Carga tributária

Na indústria de petróleo e gás, além de vários tributos, existem participações governamentais que devem ser pagas pelas operadoras quando da exploração e produção que, quando somados, possuem peso relevante nas despesas das empresas. A propósito, a arrecadação desses valores tem papel importante no crescimento da economia.

A Lei nº 9.478, conhecida como Lei do Petróleo, criou um novo cenário para as participações governamentais exigidas à atividade de exploração e produção. Tais participações, previstas no Edital de Licitação, são dispostas no contrato de concessão.

A única participação governamental existente antes dessa lei era 5% pago de *royalties* pela Petrobras. Entretanto, segundo o Relatório Final do Projeto Criação de Incentivos para Estimular Investimentos de Pequenas e Médias Operadoras na Exploração e Produção em Bacias Terrestres (FONSECA, [200-]), desenvolvido pelo Prominp, atualmente, as participações governamentais são:

1) Bônus de Assinatura: corresponde ao montante ofertado pelo vencedor do leilão para a obtenção da concessão e não pode ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no Edital de Licitação.

⁷ Sonda destinada à reativação ou intervenção em poços de petróleo ou gás. Além de possuir uma estrutura menor do que uma sonda de perfuração, seus equipamentos periféricos também são de menor porte.



2) *Royalties*: compensação financeira à União incidente sobre o valor total da produção de óleo e gás, equivalente a 10% sobre o valor da produção, podendo ser reduzida para 5%, caso a ANP julgue que as condições de produção sejam muito adversas e o risco geológico muito elevado.

3) Participações especiais: compensações extraordinárias resultantes de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, com relação a cada campo de uma concessão. Esse imposto possui seis faixas de tributação (isento, 10%, 20%, 30%, 35% e 40%) sobre a receita líquida (receita bruta deduzindo os *royalties*, investimentos exploratórios, custos operacionais, depreciação e os tributos legais). Os campos marginais, pelo pequeno volume que produzem, são isentos de pagamento de participação especial.

4) Taxa de Ocupação ou Retenção de Áreas: pagamento anual e aplicável nas fases de exploração, desenvolvimento e produção.

Ainda segundo o Relatório do Prominp, de acordo com a Lei do Petróleo, cada bloco de exploração em terra concedido pela ANP deve prever, no contrato de concessão, cláusula que determine o pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente, em moeda corrente, a um percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP.

Estudos mostram que, por exemplo, a redução dos *royalties* pagos pelos produtores de campos marginais pode viabilizar um projeto de revitalização desses campos, que outrora foram considerados antieconômicos.

Além dessas participações, a carga tributária existente no setor de petróleo é um fator importante para a viabilidade de projetos em exploração e produção.

Segundo Schiozer (2002), os tributos diretos que apresentam impacto significativo para a atividade de E&P são: PIS e COFINS, que incidem sobre a receita bruta; IRPJ e Contribuição Social, que incidem sobre o lucro bruto. Dos impostos indiretos, destacam-se o Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Prestação de Serviços (ICMS), o Imposto Sobre Serviço (ISS), o Imposto de Importação (II), o Imposto sobre Produtos Industrializados (IIP), o Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF), o PIS e o Cofins, estes dois últimos aparecendo novamente, pois incidem também sobre os equipamentos comprados de fornecedores nacionais.

Ainda de acordo com Schiozer (2002), em 1999, foi instituído o Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de Bens Destinados às Atividades de Pesquisa e Lavra das Jazidas de Petróleo e de Gás Natural, o Repetro, que reduziu significativamente a carga de tributos indiretos sobre os investimentos e os custos operacionais. Uma das aplicações do Repetro é aos bens de origem estrangeira utilizados pela indústria de petróleo, suspendendo os direitos aduaneiros federais, o Imposto de Importação e o IPI, durante o período de vigência do contrato de concessão, tendo como condição a volta desses bens ao país de origem ao fim do contrato (Regime de Admissão Temporária).



Em 22 de outubro de 1999, o Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) celebrou o Convênio nº 58/99, autorizando os estados e o Distrito Federal a concederem a isenção do ICMS incidente no desembaraço aduaneiro de mercadoria ou bem importado sob o amparo do Repetro, previsto na legislação federal específica.

Em 27 de novembro de 2007, o Confaz celebrou o Convênio ICMS nº 130, alterando o Convênio nº 58/99 e dispondo, mais detalhadamente, sobre a isenção e redução da base de cálculo do ICMS em operação com bens ou mercadorias destinadas às atividades de pesquisa, exploração ou produção de petróleo e gás natural.

A Bahia, em 21 de agosto de 2008, editou o Decreto nº 11.183, regulamentando a concessão dos benefícios fiscais previstos no Convênio ICMS nº 130.

Apesar desse incentivo, segundo o estudo da competitividade da indústria brasileira de bens e serviços do setor de P&G (OLIVEIRA; ROCHA, [200-]), desenvolvido pelo Prominp, o Repetro apresenta algumas dificuldades como o tratamento assimétrico entre as empresas domésticas e as localizadas fora do país, beneficiando as importações. Outra dificuldade diz respeito à complexidade da legislação; interpretações contraditórias da legislação geram incertezas na obtenção de isenções, além de resultarem em pendências cuja resolução demanda tempo e imobilização de recursos para as empresas.

Além das participações e dos impostos citados anteriormente, a questão tributária prejudica as petroleiras independentes na comercialização do petróleo, segundo a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (Abpip). Se a companhia for integrada, isto é, se produz e refina o petróleo, o ICMS incide no processo final na venda de derivados. Entretanto, se a empresa não refina e vende o petróleo bruto, o ICMS incide no processo de venda. Assim a questão tributária estadual produz um impacto diferenciado nas companhias.

No entanto, vale lembrar que, segundo o governo do estado, a Refinaria Landulpho Alves da Petrobras contribui com quase um terço do ICMS do estado. Nota-se assim a importância da indústria petrolífera para o Estado da Bahia, bem como a sua influência para a indústria local.

Os setores de energia, incluindo petróleo, e comunicações recolheram, em 2007, quase R\$150 bilhões aos cofres públicos. Esse volume foi apurado com base nos relatórios do Tesouro Nacional, da Receita Federal e do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) e já equivale a mais de 16% de toda a carga tributária nacional (ENERGIA, 2008).

Segundo dados do Ministério da Fazenda, em 2007, a comercialização de petróleo, combustível e lubrificante representou 25,1% do ICMS arrecadado na Bahia, 40,8% do Nordeste e 6,7% do Brasil (BRASIL, [2008]).



c) Taxa de câmbio

A taxa de câmbio pode influenciar a cadeia de P&G em vários momentos, como no cálculo dos preços do petróleo, na aquisição de bens e serviços e na estimativa de investimentos das operadoras.

O preço mínimo do petróleo produzido em cada campo é estabelecido mensalmente pela ANP tendo como referência a média mensal das cotações diárias do preço do petróleo tipo *Brent Dated* (Londres) e de cinco derivados de petróleo também cotados internacionalmente, e a conversão para a moeda nacional é feita pela média mensal das taxas de câmbio diárias de compra do dólar norte-americano, segundo o Banco Central do Brasil.

Sendo assim o valor de cada corrente de óleo brasileira é função da cotação externa que pode ser maior ou menor dependendo da cotação do real frente ao dólar, e um produtor pode receber mais ou menos reais por um barril de óleo dependendo da taxa de câmbio.

Com relação à aquisição de bens e serviços, a taxa de câmbio causa impacto direto e indireto para as operadoras. Diretamente, o aumento da taxa de câmbio gera aumento nos custos dos equipamentos importados, adquiridos pelas operadoras para exploração e produção de petróleo e gás. Indiretamente, os fornecedores de serviços, que também adquirem alguns equipamentos importados, quando tem um aumento da taxa de câmbio, são obrigados a repassar essa variação para as operadoras.

Além disso, a mudança da taxa de câmbio pode aumentar ou reduzir a estimativa de investimentos das operadoras no Brasil, uma vez que os investimentos consideram equipamentos e produtos importados e a cotação ocorre na moeda norte-americana. Ademais, empresas de capital estrangeiro, multinacionais, investem nesse setor, de grande risco e com elevadas taxas de retorno, com grandes expectativas para o Brasil e a Bahia, podendo ter seus investimentos variados pela cotação do dólar.

d) Demanda mundial e brasileira de energia

O aumento da demanda mundial de energia tem como principais motivos o crescimento econômico forte e o aumento da população dos países em desenvolvimento. Da mesma forma, a demanda de energia no Brasil cresce, e isso se apresenta como uma oportunidade para a cadeia de P&G brasileira e, consequentemente, baiana.

Como mostrado no capítulo anterior, segundo dados do British Petroleum (2008b), petróleo e gás natural, juntos, representaram quase 60% da matriz energética mundial em 2007, mostrando a importância que representam como fonte de energia para o mundo.

O estudo da Administração de Informação de Energia dos Estados Unidos (EIA) denominado “Perspectivas Internacionais da Energia 2008” divulgou que a demanda mundial de energia crescerá 57% até 2030 e



que a demanda de energia dos países integrantes da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), que reúne os países mais ricos, crescerá 24%, enquanto a demanda nos outros países crescerá 95%.

O petróleo e o carvão, ainda segundo o estudo, continuarão dominando o mercado mundial nesse período. Entretanto, embora haja a perspectiva de que os combustíveis líquidos continuem sendo a maior fonte de energia até 2030, a fração dessa energia consumida no mundo passará de 37% em 2005 para 33% em 2030 (PETRÓLEO, 2008; ASLAM, 2008).

Como o petróleo continuará desempenhando papel preponderante na matriz energética mundial por muito tempo e o incentivo ao uso do gás natural tem avançado no sentido de aumentar sua participação na matriz energética como fonte de energia mais limpa, a descoberta de P&G na camada pré-sal do Brasil e a possibilidade de descobertas em áreas ainda inexploradas no país podem transformá-lo em exportador de P&G, o que mudaria completamente sua posição no cenário mundial da indústria de P&G e ajudaria a suprir parte da demanda mundial de energia.

No Brasil, a demanda por energia também tem crescido nos últimos anos. Os dados apresentados no Balanço Energético Nacional de 2008 (BEN)/2008, ano base 2007, fornecidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), indicam que a demanda do país por todas as formas de energia cresceu 5,6% em 2007, expansão superior ao crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) (5,4%), segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). A demanda por energia primária atingiu 238,8 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) enquanto em 2006 foi de 226,1 milhões de tep (BRASIL, 2008a).

Segundo dados do BEN/2008, em 2007, a oferta de energia renovável cresceu 7,6% em relação a 2006, enquanto a oferta de energia não renovável cresceu 4% no mesmo período. Aproximadamente 54% da energia consumida originaram-se de fontes não renováveis, em especial do petróleo e seus derivados (37,4%) e do gás natural (9,3%). A participação de energia renovável na matriz energética brasileira passou a representar aproximadamente 46% e a cana-de-açúcar foi confirmada como a segunda fonte de energia primária do país, respondendo por 15,9% da energia ofertada, enquanto a energia hidráulica alcançou 14,9% (BRASIL, 2008a).

Com relação à oferta interna de energia elétrica, os dados do BEN/2008 indicam que 10,3% da energia elétrica consumida em 2007 foram originados de fontes não renováveis, enquanto 89,7% de fontes renováveis, sendo que a energia hidráulica respondeu por aproximadamente 77% da oferta. Derivados de petróleo e gás natural, juntos, equivalem a 6,1% (BRASIL, 2008a).

A matriz energética baiana, segundo dados do Balanço Energético da Bahia 2007, série 1990-2006, no ano de 2006, estava disposta da seguinte forma: 68,6% de energia não renovável e 31,4% de energia renovável. A oferta interna de energia aumentou 39,8% entre os anos 1990 e 2006, passando de 10.933 mil tep para



15.283 mil tep, sendo petróleo e gás natural responsáveis por 68,1% da oferta de energia interna em 2006 (BAHIA, 2007).

Esses dados mostram o papel importante que o petróleo e o gás natural desempenham como fonte de energia primária para o Brasil, bem como para a Bahia, e que, provavelmente, continuarão a exercer por algum tempo. Novas descobertas, primeiramente, garantiriam a autossuficiência do país em petróleo e reduziriam a dependência do gás natural importado.

e) Demanda por P&G no Brasil

O consumo de petróleo e gás no Brasil tem crescido anualmente. Segundo dados da ANP (2008b), já mostrados no capítulo anterior, o consumo diário de petróleo cresceu 1,6% de 2000 a 2007, valor não tão significativo quando comparado ao crescimento do gás natural no mesmo período: 133%.

Estudos têm mostrado que a demanda por P&G continuará crescendo nos próximos anos, apesar do incentivo ao uso de biocombustíveis. O gás natural pode ser usado como fonte de energia mais limpa que o petróleo, causando menor impacto ao meio ambiente. O petróleo pode ser substituído como combustível, mas não em suas funções mais nobres. A tendência é que o uso do petróleo como combustível reduza e aumente como matéria-prima de diversos produtos.

Entre os anos de 2005 e 2007, o Conselho Mundial de Energia realizou uma série de discussões, envolvendo 400 especialistas de todas as regiões do mundo, resultando no estudo "Decidindo o futuro: cenários de política energética para 2050", da qual resultou a constatação que os combustíveis fósseis continuarão a ser responsáveis por parte significativa das necessidades energéticas até meados do século XXI.

Segundo o estudo, a produção desses combustíveis irá aumentar, o acesso a essas fontes será facilitado e, mesmo com tudo isso, o planeta conseguirá administrar a emissão de gás do efeito estufa e controlar as mudanças climáticas decorrentes. Etanol, biocombustíveis em geral, somado a outras fontes renováveis, não serão produzidos em escala suficiente para a realização de uma substituição total.

O gás natural, de acordo com o estudo, deverá se tornar, principalmente após 2020, importante recurso na redução do efeito estufa. Essa condição elevará sua demanda, contribuindo para um acirramento das tensões entre os países. O trabalho prevê que esse quadro tende a sofrer um relaxamento a partir de 2035, quando os trabalhos de exploração deverão elevar a produção do insumo energético (MELLONI, 2008).

A utilização do petróleo para fins mais nobres do que a queima do combustível, como na indústria petroquímica e farmacêutica, e a difusão do uso do gás natural, com a expansão das redes de distribuição pelas companhias estaduais, acarretarão o crescimento da demanda por P&G no Brasil e, da mesma forma, na Bahia.



Esse quadro se apresenta como uma possível oportunidade para a cadeia de P&G brasileira e baiana. Novas rodadas de licitações e maiores incentivos à exploração e produção de P&G estimularão as operadoras a investirem em novas descobertas e, conseqüentemente, atender a esse crescimento da demanda brasileira.

f) Participação do gás natural na matriz energética brasileira

No Brasil, o consumo de gás natural tem mostrado tendência ao crescimento, entre outros motivos, por se tratar de uma alternativa energética relativamente mais limpa do que o petróleo com relação aos impactos causados ao meio ambiente. O consumo total de gás natural passou de 9,6 para 22,4 bilhões de m³ entre 2000 e 2007.

De acordo com dados do Balanço Energético Nacional 2008, o gás natural foi o produto cuja participação mais cresceu na matriz energética brasileira nos últimos anos, de menos de 1%, em 1980, para 9,3%, em 2007. A oferta interna de gás natural passou de 1,1 milhões de tep em 1980 para 22,2 milhões de tep em 2007, um crescimento de 2 mil por cento.

Na Bahia, segundo dados do Balanço Energético da Bahia 2007, série 1990-2006, o gás natural aumentou sua participação na matriz energética de 10,9% em 1990 para 13,4% em 2006. A oferta de energia originada dessa fonte cresceu de 1.191 mil tep para 2.050 mil tep, no mesmo período, o que equivale a um crescimento acumulado de 72,2% em 16 anos. O gás natural, em 2006, destacou-se como a segunda fonte de energia primária.

Hoje, o gás natural é utilizado por diversos tipos de consumidores finais: indústria energética, indústria automotiva, consumidores domésticos etc. Na Bahia, a produção de mais de 6 milhões de m³/dia provenientes do recém-descoberto Campo de Manati tem reduzido o déficit local no suprimento de gás natural para a indústria.

A próxima inauguração do gasoduto Cacimbas – Catu, que interligará as malhas de dutos do sudeste e do nordeste, bem como os esforços exploratórios nas bacias marítimas do estado, podem contribuir decisivamente para atingir um superávit que ofereça segurança à indústria consumidora local.

As descobertas de petróleo na camada pré-sal entre os estados do Espírito Santo e Santa Catarina abriram uma nova perspectiva para o mercado de gás natural que se encontra em expansão no país. As previsões de vários especialistas apontam para a autossuficiência do Brasil e sua transformação em exportador de gás natural.

O crescimento desse mercado dependerá, no entanto, de um planejamento para expansão da rede de distribuição por parte das companhias estaduais e do fornecimento de gás natural por parte da Petrobras e das outras operadoras a essas companhias, inclusive para a Bahia, que tem se destacado como grande produtora de gás natural no Brasil, com potencial para crescimento.



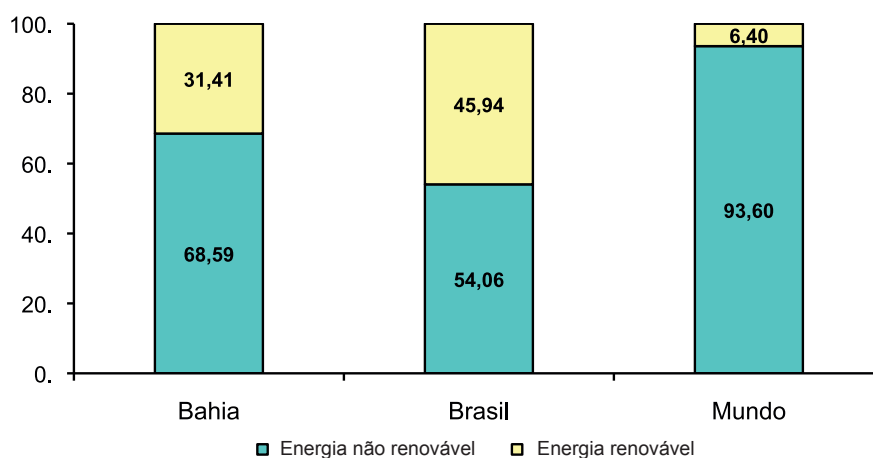
g) Participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira

Segundo dados do BEN/2008, o Brasil teve a participação de fontes renováveis na sua matriz energética levemente ampliada de 45,64%, em 1980, para 45,94%, em 2007, passando de 52,4 milhões de tep para 109,7 milhões de tep, acumulando crescimento de 109,3% no período. Entretanto apesar do uso de fontes não renováveis ter diminuído entre 1980 e 2007 de 54,36% para 54,06%, a oferta de energia originada desta fonte aumentou de 62,4 milhões de tep para 129,1 milhões de tep, crescimento de 106,9% (BRASIL, 2008b).

Na matriz energética baiana, segundo dados do Balanço Energético da Bahia 2007, as fontes renováveis tiveram sua participação reduzida substancialmente entre os anos 1990 e 2006, de 37,7% para 31,4%, com crescimento da oferta de energia de 16,3% nesse período, contra 53,9% de incremento da oferta de energia de fontes não renováveis (BAHIA, 2007).

O gráfico 24 mostra como as matrizes baiana (2006), brasileira (2007) e mundial (2007) estão compostas quanto à participação de fontes renováveis e não renováveis. Apesar de a matriz energética brasileira continuar tendo predominância de fontes não renováveis, comparando a matriz nacional à matriz mundial, fica clara a posição de destaque que o país ocupa no cenário atual, no que diz respeito ao equilíbrio no uso das fontes de energia. Já a matriz energética baiana demonstra a grande dependência do estado às fontes de energia não renováveis.

Gráfico 24
Matrizes energéticas Bahia, Brasil e Mundo – energia renovável e não renovável – 2006/2007



Fonte: Elaboração própria com dados de British Petroleum (2008a), Brasil (2008a) e Bahia (2007).



O Brasil apresenta grande diferencial no cenário mundial, aumentando a sustentabilidade do país, que é o grande potencial renovável existente. O país possui um significativo potencial solar, eólico e de biomassa, principalmente por causa da sua grande extensão territorial e marítima.

Investimentos têm sido feitos no sentido de melhor aproveitar o potencial do país e aumentar a produção de energia originada de fontes renováveis. A preocupação com o meio ambiente e a redução da emissão de gases que causam o efeito estufa têm gerado aumento na demanda por biocombustíveis e outras fontes de energia renováveis, o que pode mudar a composição da matriz energética brasileira nos próximos anos.

Entre os investimentos estão: o cultivo de oleaginosas em estados promissores nesta área, a exemplo da Bahia, e a inauguração, no início do segundo semestre de 2008, pela Petrobras, de duas usinas de beneficiamento de biodiesel, em Cadeias (Bahia) e Quixadá (Ceará). A usina instalada na Bahia tem capacidade para produzir 57 milhões de litros de biodiesel por ano, e foram investidos na sua construção R\$ 101 milhões.

Países como a Alemanha, que têm poucos meses de sol durante o ano, estão buscando a substituição do petróleo e gás da Rússia por energias renováveis, oriundas principalmente de fontes eólicas, biomassa e solar. Algumas cidades alemãs já são autossuficientes em energia a partir da geração de energia de biodigestor, de parques eólicos e até mesmo de energia fotovoltaica. Para isso, o governo alemão tem incentivado, por exemplo, a produção individual de energia, ou seja, o consumidor residencial que queira gerar energia a partir de fontes renováveis tem mecanismos de incentivo.

O crescimento da participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira, incentivado pela questão ambiental e a necessária redução de emissão de gás carbônico e enxofre, representa ameaça à demanda por petróleo e seus derivados como fonte de energia. No entanto, sabe-se que o petróleo tem utilidades mais nobres, sendo muito importante como componente da fabricação de inúmeros itens, desde indústria de bens duráveis até tecidos.

h) Infraestrutura logística da Bahia

A deteriorada condição da infraestrutura para escoamento da produção e recebimento de matérias-primas é um dos entraves atuais. Entretanto, recentemente, foram feitas várias declarações por representantes do governo da Bahia, sobre projetos de melhoria nas condições de tráfego nas rodovias baianas.

Mesmo necessitando de melhoramentos, a malha viária que corta a Bacia do Recôncavo pode ser considerada como utilizável pelos produtores de petróleo. A maior parte dos campos produtores fica próxima a rodovias principais, que servem de canal de escoamento para a produção.



Deve-se destacar, no entanto, que tais rodovias são, em sua maioria, ligadas aos campos por estradas vicinais, cujo cuidado com sua manutenção está sob responsabilidade das próprias empresas produtoras.

No que diz respeito ao modal aquaviário, o terminal da Transpetro em Madre de Deus, o Porto de Aratu e o píer da Dow Química possuem condições técnicas e operacionais para receber navios carregados com óleo bruto ou derivados. O porto de Salvador não possui infraestrutura suficiente para realizar essas operações.

Levando-se em consideração que as operadoras baianas não têm um volume produtivo muito grande, toda a produção pode ser escoada por meio de carretas ou dutos e entregues às refinarias.

i) Projetos de melhoria na infraestrutura portuária da Bahia

O setor de P&G na Bahia poderá ser um dos mais beneficiados, indiretamente, com a execução das melhorias anunciadas na infraestrutura portuária do estado. Primeiramente porque favorece o desenvolvimento de indústrias de componentes que auxiliam os segmentos de exploração e produção e, além disso, pela melhoria das condições gerais para recebimento de equipamentos importados utilizados na indústria do petróleo, como sondas de perfuração ou sondas *work-over*.

Os investimentos públicos e privados a serem aplicados nos portos de Salvador, Aratu e Ilhéus têm o intuito de reverter o panorama desolador mostrado na pesquisa de janeiro de 2008 do Centro de Estudos em Logística (CEL), ligado ao núcleo de pós-graduação da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Nela, cerca de 200 representantes de empresas industriais exportadoras, agentes e armadores, terminais e administrações portuárias avaliaram os 18 principais terminais portuários do país, sendo que 65% dos entrevistados avaliaram o terminal de Salvador como “deficiente” e, em conjunto, este porto ocupou a última colocação entre os 18 terminais contemplados.

O contexto para melhorar a situação dos portos da Bahia é agora favorável. Por meio do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) do governo federal, que direciona R\$ 2,6 bilhões para o setor portuário no período de 2007 a 2010, e do Programa Nacional de Dragagem (MP nº 393), publicado em 19 de setembro de 2007, o governo estadual pretende duplicar o Porto de Salvador, fazer melhorias nos de Aratu e Ilhéus e construir o complexo intermodal Porto Sul, que contará com porto, ferrovia, rodovia, hidrovía e aeroporto, em Ilhéus.

Na avaliação da Associação de Usuários de Portos da Bahia (Usuport), os Portos de Salvador e Aratu precisariam quintuplicar suas capacidades atuais até o ano 2011 para não perder ainda mais competitividade, que também é prejudicada pela falta de infraestrutura, ausência de regulação, espaço limitado, monopólio da administração e tarifas altas. Segundo a Usuport, cargas que poderiam sair pelos portos do estado estão sendo direcionadas para outros terminais, a exemplo de Suape (PE), Pecém (CE), Rio de Janeiro, Santos (SP) e Vitória (ES).



A Companhia das Docas do Estado da Bahia (Codeba) anunciou, como investimentos, a dragagem e o aprofundamento dos Portos de Salvador e Aratu, a construção de um novo terminal de contêineres e a construção de uma via expressa portuária de 5,1 km de extensão, ligando a BR-324 ao Porto de Salvador.

Para o porto de Aratu – responsável por 60% da movimentação do comércio exterior baiano – haverá a construção de dois novos terminais pela iniciativa privada; a ampliação emergencial do pátio de estocagem; e o projeto de repotencialização do sistema de movimentação de graneis sólidos, visando a modernizar todos os equipamentos que compõem o sistema (PORTOS, 2008).

Da mesma forma, os investimentos privados nos portos da Bahia vão ter papel fundamental na revitalização da infraestrutura do estado. A Companhia Intermarítima, especializada em logística multimodal, vai investir R\$ 125 milhões em projetos de melhoria em infraestrutura nos três portos da Bahia. No porto de Aratu, por exemplo, já foi aprovado o investimento total de R\$ 20 milhões, que servirão para ampliar a capacidade de movimentação do porto de 2,5 mil toneladas para até 18 mil toneladas. Outros R\$ 60 milhões serão investidos em Ilhéus, na perspectiva de aumentar dez vezes a movimentação do porto, e cerca de R\$ 45 milhões serão investidos em Salvador, visando a operar navios maiores (EMPRESA, 2008).

j) Projetos de novos estaleiros na Bahia

A indústria naval brasileira tem recebido uma crescente demanda por embarcações destinadas ao setor de petróleo e gás, como consequência do desenvolvimento sem precedentes da indústria de P&G vivenciado no Brasil na última década, proveniente dos enormes investimentos em exploração de novas fronteiras *offshore* e corroborado pelas descobertas na camada do pré-sal, nas Bacias de Campos e Santos.

Derivados desses investimentos em exploração nessas áreas, bem como de novos direcionamentos estratégicos para o setor, a indústria naval tem assistido a uma crescente demanda por navios-tanques, plataformas, barcos de apoio etc. Segundo informações da Petrobras foram licitados ou estão em processo de licitação: 26 navios de grande porte, 24 barcos de apoio e seis plataformas de produção, além desses ainda serão licitados: outros 44 navios de grande porte, 122 barcos de apoio e mais 8 plataformas de produção, com entrega prevista para 2016.

Para atender ao acúmulo de demandas está sendo implantado, em Ipojuca (Pernambuco), um novo estaleiro de grande porte, o Atlântico Sul – com investimento de US\$ 700 milhões e dique seco de 400 m –, para construir e reparar navios superpetroleiros. Mas esse estaleiro, depois da conclusão prevista para 2010, só poderá atender, no máximo, uma terça parte da encomenda da Transpetro a partir de 2011. Os demais navios e plataformas licitados serão construídos nos estaleiros do Rio de Janeiro (Brasfels, Mauá e Eisa) ou do Rio Grande do Sul (Rio Grande), os quais já estão com a capacidade instalada comprometida com a construção das plataformas de petróleo da Petrobras, ou nos futuros estaleiros que estão previstos para serem construídos ao longo da costa brasileira, em especial no Rio de Janeiro, na Bahia e em Santa Catarina (RAPPEL, 2008).



Além das demandas já expostas, vale lembrar que a Petrobras tem aproximadamente 30 plataformas antigas necessitando de manutenção e reparos mais completos, o que exige docagem em diques especiais e de grande porte, não existentes no Hemisfério Sul. Por isso, estaleiros de grande porte que atendam as especificações para os serviços dessa natureza foram também demandados pela Petrobras, de modo a evitar riscos e custos elevados com transportes até Cingapura ou Coreia do Sul, e a previsão é que o dique seco que está sendo implantado na cidade de Rio Grande (RS) atenda parte desta demanda.

Não obstante aos investimentos feitos, depois de concluído, por volta de 2010, o dique de Rio Grande só poderá fazer manutenção de duas a três plataformas por ano, além de construir uma plataforma ou navio a cada dois anos, o que não seria suficiente para atender as demandas do mercado nacional. Não pode ser relegado a segundo plano o grande potencial de mercados internacionais, por exemplo, visto que os países latino-americanos e africanos não dispõem de capacidade industrial para construir navios nem plataformas *offshore* de grande porte, constituindo-se em fortes mercados potenciais para os estaleiros brasileiros.

Pode-se concluir que, apesar dos recentes investimentos feitos nos estados de Pernambuco e Rio de Janeiro, haverá mercado para a construção de novos estaleiros, de modo a atender à crescente demanda da Petrobras, Transpetro e da própria frota mercante brasileira. O Sindicato Nacional da Indústria Naval (Sinaval) reconhece e declarou que a capacidade instalada nos estaleiros e canteiros *offshore* existentes no país não é suficiente para atender a essas novas demandas.

Para atender a essas novas demandas da Petrobras por construção de navios e de plataformas, bem como por prestação de serviços de manutenção e reparo nas dezenas de plataformas em operação no país, torna-se necessário implantar novos estaleiros e novos canteiros *offshore* e, sobretudo, construir diques-secos de grande porte (RAPPEL, 2008). Nesse sentido, o estado da Bahia desponta como candidato a abrigar novos empreendimentos na área. Por isso, é importante atenção e preparo para aproveitar as oportunidades apresentadas.

Segundo a Secretaria da Indústria, Comércio e Mineração da Bahia (SICM), o setor privado pretende investir a ordem de R\$ 1,5 bilhão na implantação de três novos estaleiros na baía de Aratu e em São Roque do Paraguaçu. Esses investimentos na indústria naval baiana vêm a calhar com a recente sinalização por parte da Petrobras no sentido de realizar-se uma megalicitação para a construção de 146 embarcações de apoio marítimo para as operações de exploração e produção até 2014. Foi declarado em março de 2008 que os navios terão de ser construídos no Brasil, já que esse tipo de embarcação permite a participação de estaleiros menores na concorrência. A encomenda deverá totalizar investimentos de cerca de R\$ 10 bilhões, segundo estimativas do mercado (ALVAREZ, 2008).

Assim, os avanços previstos neste setor tanto são resultado quanto poderão multiplicar a capacidade de a Bahia atrair novos investimentos na Cadeia de Petróleo e Gás, favorecendo toda a economia do estado. De outro modo, o desenvolvimento de novos fornecedores é factível, o que beneficiará não só a cadeia e P&G, mas toda a economia, com ganhos para os empresários e para o Estado.



k) Mão de obra especializada para a cadeia de P&G

Na Bahia, os enormes investimentos anunciados no setor de petróleo e gás, seja no segmento de E&P, seja no de refino, transporte e indústria naval, vão demandar um grande número de pessoas qualificadas para sua execução.

A Bahia hoje conta com instituições que disponibilizam cursos de formação e capacitação ligados à área de petróleo e gás ou áreas correlacionadas – como engenharias, química, geologia, geofísica, biotecnologia, mecatrônica, entre outras. São cinco instituições públicas (três estaduais e duas federais) e 12 instituições privadas. Sessenta e nove cursos de graduação, 19 técnicos, 19 especializações, 16 mestrados e nove doutorados em áreas afins são disponibilizados no estado atualmente.

A Universidade Federal da Bahia (UFBA) destaca-se como a instituição que disponibiliza maior quantidade de cursos para qualificação de mão de obra do setor de petróleo e gás, com 11 graduações, nove especializações, nove mestrados e sete doutorados, seguida da Unifacs com sete graduações, uma especialização, um mestrado e um doutorado.

Destacam-se também as três unidades do Instituto Federal da Bahia (IFBA) (antigo CEFET-BA), que oferecem cursos técnicos e de graduação voltados ao setor. São 21 cursos ao todo: 16 na unidade Salvador, quatro em Vitória da Conquista e quatro em Simões Filho.

Em vista da carência de pessoal qualificado na área e considerando os recentes investimentos e o aumento da demanda, instituições ligadas ao setor de petróleo e gás têm promovido cursos especiais em regime semi-intensivo, visando à capacitação de pessoas dos níveis técnico e superior. Vale ressaltar o esforço do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás (Prominp), que desenvolve um Plano Nacional de Qualificação Profissional, cujos dados poderão ser vistos posteriormente no item Qualificação de mão de obra pelo Prominp.

l) Qualidade dos combustíveis (redução dos níveis de enxofre)

A qualidade dos combustíveis produzidos no Brasil, principalmente no que diz respeito aos níveis de enxofre, requer uma substancial melhoria para adequação às exigências dos mercados nacional e internacional.

No Brasil, em 2004, o Conselho Nacional de Meio Ambiente (Conama) estabeleceu limites máximos de 50 ppm (partículas por milhão) de enxofre nos combustíveis utilizados no território nacional, reduzindo drasticamente a quantidade permitida até então e dando um prazo até final de 2009 para a adaptação das unidades de refino. Na Europa, sucessivas Diretivas da Comissão Europeia acabaram fixando em 5 ppm o limite para os países membros.



Como consequência dessa determinação, a Petrobras pretende investir, no período de 2008 a 2012, recursos da ordem de US\$ 8,6 bilhões para melhoria da qualidade do combustível no país, dos quais US\$ 2,4 bilhões na Bahia. Os investimentos na Bahia serão destinados à adaptação das plantas de gasolina e de diesel com vista a atender aos limites de emissão de gases veiculares definidos pelo Conama (REFINARIA, 2008).

Esse tipo de investimento supõe excelente oportunidade para o desenvolvimento dos fornecedores locais que costumam atender às demandas da refinaria. É de fundamental importância aparecer junto às empresas de projetos e construção, EPCistas, contratadas pela Petrobras para execução das adaptações.

Além disso, após as adaptações, a Refinaria Landulpho Alves, que é a segunda em capacidade no Brasil, poderá se tornar referência em combustíveis menos poluentes, gerando uma oportunidade para que sua capacidade instalada seja mais bem utilizada, reduzindo sua ociosidade. Consequentemente, o estado será beneficiado com a geração de mais tributos.

m) Processo de licenciamento ambiental

Esforços têm sido feitos pelos órgãos públicos para diminuir os prazos para licenciamento de empreendimentos ligados ao setor de P&G. Especialmente preocupantes têm sido os impactos gerados nos planejamentos de atividades *offshore* e em áreas delicadas, sob jurisdição do Ibama, órgão federal.

Na Bahia, por exemplo, as licenças para perfuração dos blocos BM-CAL-5 e BM-CAL-6, ambos na Bacia de Camamu-Almada, foram liberadas em abril de 2008, sendo que a Petrobras, operadora do bloco, aguardava desde 2006. O processo demorou mais tempo devido à sensibilidade ambiental da região (MACIEL, 2008).

Os prazos de licenciamento para as atividades *onshore*, sob jurisdição dos órgãos estaduais, não têm se constituído em gargalos para a viabilidade dos empreendimentos. Na Bahia, o processo para licenciamento de atividades *onshore* demora em média de dois a três meses.

A indústria tem sinalizado alguns aspectos a serem aprimorados, inclusive nos órgãos estaduais. Como decorrência do grande número de poços a serem furados, demanda-se tanto a alocação de técnicos voltados exclusivamente para o licenciamento desses empreendimentos, quanto uma pequena alteração no procedimento de licenciamento, no sentido de desvincular a anuência do proprietário da terra do processo de licenciamento.

Na Bahia, o recém-renomeado Instituto de Meio Ambiente (IMA), antigo CRA, constituiu um grupo de trabalho junto a representantes de operadoras visando à superação desses e outros gargalos. Uma velha aspiração da indústria petroleira continua sendo a unificação dos procedimentos de licenciamento nas diversas Unidades da Federação.



Percebe-se que o impacto causado pela demora na liberação das licenças ambientais atrasa todo o processo da cadeia de P&G, uma vez que as empresas operadoras ficam impossibilitadas de desenvolver suas atividades de exploração nos blocos. Logo, torna-se necessário que seja encontrada solução para redução desse prazo de entrega.

n) Interação entre instituições de ciência e tecnologia

Nos últimos anos, várias instituições na Bahia têm desenvolvido ações no sentido de facilitar e aumentar as interações entre a indústria de petróleo e gás e a universidade, bem como entre as próprias instituições de ciência e tecnologia.

A Rede Bahia de Tecnologia (Rebatec), criada no âmbito da Secretaria Estadual de Ciência, Tecnologia e Inovação (Secti), e a RETEC⁸, efetivada no âmbito do Instituto Euvaldo Lodi (IEL), são dois bons exemplos do esforço de unir oferta e demanda de desenvolvimento tecnológico. Inclusive, ambos os programas definiram a área de energia entre suas principais atividades.

No entanto, talvez o projeto mais estruturante nesse âmbito seja a criação do Parque Tecnológico de Salvador. Trata-se de um espaço físico, localizado em uma área de aproximadamente um milhão de m², para a atração de empresas de base tecnológica e instituições de ciência e tecnologia, no intuito de criar um ambiente propício para o desenvolvimento de soluções tecnológicas em vários setores estratégicos para o estado, entre os quais o setor de energia.

Além da instalação de novos laboratórios, o projeto do Parque prevê a utilização da capacidade laboratorial instalada nas instituições de pesquisa na região, evitando assim a duplicação de esforços.

Nesse sentido, duas instituições destacam-se na sua capacidade para o desenvolvimento de pesquisa voltada para o setor de energia na Bahia: a UFBA, principalmente por meio da Escola Politécnica, do Instituto de Geociências e das Faculdades de Física e Química. Todas elas possuem ampla estrutura laboratorial, bem como cursos de mestrado e doutorado com diversas linhas de pesquisa ligadas direta ou indiretamente ao setor; e a Unifacs, que conta com laboratórios e linhas de pesquisa específicas para a indústria de P&G, com um mestrado em energia.

A importância da interação entre as instituições de ciência e tecnologia do estado reside, em primeiro lugar, em evitar a duplicação de esforços, o que criaria sinergia entre os trabalhos desenvolvidos por diferentes instituições, ao tempo em que permite ganhos com a troca de experiências, a administração e a utilização

⁸ Maiores informações sobre a Retec: <www.ba.retec.org.br>.



de diferentes competências, além da otimização de recursos financeiros. Ganham a instituição, a indústria e os profissionais da área, criando uma rede de conhecimento e competências que contribui para a melhor qualificação da mão de obra no estado e melhor competitividade, na medida em que agiliza o processo de criação de vantagens competitivas. A própria interação entre as ICTs é uma vantagem.

Observa-se, atualmente, no estado da Bahia, um conjunto de ações díspares que dificultam o aprendizado na área, além de gerar duplicação de projetos, atividades e cursos.

As Redes Temáticas, lideradas pela Petrobras, representa um esforço da empresa na busca dessas vantagens, levando desenvolvimento de competências e da economia de uma comunidade, região etc. Como será explicado no item “Interação universidade–empresa”, nove instituições de pesquisa da Bahia participam de 19 das 38 Redes Temáticas existentes.

o) Tecnologia utilizada/desenvolvida pelos fornecedores de bens e serviços da cadeia de P&G da Bahia

Em geral, os fornecedores de bens e serviços atuantes na cadeia produtiva de petróleo e gás na Bahia não se destacam pelo grau de tecnologia desenvolvida localmente.

Apesar do número crescente de recursos provenientes de editais estaduais e federais destinados a apoiar o desenvolvimento de tecnologias aplicadas, ainda são muitas as atividades que precisam ser “importadas” de outros estados ou países devido à ausência de fornecedor local.

Membros da academia têm alertado para o grande volume de recursos não aproveitados, que têm sido devolvidos à fonte, devido à ausência de projetos apresentados na forma e no prazo corretos. Nesse sentido, esforços deveriam ser feitos pelos órgãos competentes no sentido de incentivar a apresentação de projetos.

Outra forma de aprimorar o uso de tecnologias de ponta seria o fomento à transferência de tecnologia proveniente de empresas atuantes em outras regiões do Brasil e do mundo. Associações de empresas do setor, como a RedePetro Bahia, têm promovido missões internacionais no intuito de facilitar tais intercâmbios, inclusive com alguns resultados expressivos quanto à transferência de tecnologias nos segmentos de compressão de gás, fabricação de certos sobressalentes e aplicação de novos *softwares* específicos para o setor.

Dados os enormes impactos socioeconômicos derivados da transferência de tecnologias, esse tipo de iniciativa deveria contar com mais apoio por parte dos órgãos governamentais competentes, sob o risco de perda de oportunidades pela indústria local.



p) Linhas de financiamento disponíveis para a cadeia de P&G

A quantidade de linhas de financiamento que podem ser utilizadas pelas empresas da cadeia de P&G cresceu nos últimos anos, reduzindo um dos maiores gargalos historicamente identificados por essa indústria. Entretanto, observa-se que essas linhas ainda são insuficientes ou não atendem ao perfil do empreendimento do setor.

Vale ressaltar que o trabalho de levantamento não esgotou todas as linhas disponíveis e utilizáveis pelas empresas do setor, principalmente pela quantidade de instituições financeiras e de fomento existentes. Isso significa que podem existir outras tão importantes quanto às relacionadas a seguir. No Apêndice 2, pode-se observar mais detalhamento sobre as linhas levantadas.

O Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é a instituição que disponibiliza maior quantidade de linhas de financiamento que podem ser utilizadas pela cadeia de P&G do estado da Bahia, entretanto normalmente está voltada para grandes indústrias.

O Prominp criou linhas de financiamento para os fornecedores da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural. O Prominp Participações, que ainda está em fase de estruturação, e o Prominp Recebíveis, também em estruturação, disponibilizando o Crédito Mercantil e o Crédito Bancário.

A Finep disponibiliza três fundos setoriais: o CT-Petro; o CT-Infra; e o CT-Energ. O BER Capital tem os Fundos de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC) Multicrédito I e FIDC Multicrédito II. O Banco do Nordeste possui o Giro Petro, o Fundo de Investimentos do Nordeste (Finor) e o Fundo de Desenvolvimento do Nordeste (FDNE), sendo o último gerido pela Sudene.

Além dessas linhas de financiamento, existem dois programas de incentivo criados pelo governo da Bahia, com intuito de atrair novos investimentos para o estado e aumentar a competitividade da indústria baiana: o Programa de Desenvolvimento Industrial e de Integração Econômica (Desenvolve) e o Programa de Incentivos Fiscais às Micro e Pequenas Empresas (Acelera Bahia).

Apesar da criação de todos esses produtos, ainda existem grandes gargalos financeiros no setor, em especial aqueles voltados para os interesses das pequenas petroleiras independentes, devido às garantias exigidas para aprovação de financiamentos. Atitudes firmes precisam ser tomadas pelas instituições competentes, tanto do âmbito governamental, quanto do financeiro, para se evitar o risco de travar um dos grandes movimentos estruturantes vivenciados na Bahia nas últimas décadas, qual seja a capilarização na exploração e na produção de petróleo em regiões especialmente carentes do estado.



q) Corpo técnico especializado em P&G nas instituições de fomento públicas e privadas

Especialistas têm apontado a inexistência de corpo técnico especializado em P&G nas instituições financeiras e de fomento, públicas e privadas, como um dos principais motivos para os entraves ainda existentes quanto às questões financeiras no setor.

Uma aproximação ao modelo existentes em países com grande tradição petroleira, como os EUA ou o Canadá, tem sido sugerida. Nesse modelo, os empreendimentos do setor de petróleo, especialmente os de exploração, são avaliados por técnicos especializados (geólogos, engenheiros), capazes de interpretar os dados técnicos apontados e validar, com maior segurança, as operações de crédito solicitadas. O sistema é muito semelhante ao utilizado hoje no Brasil para a avaliação de outros tipos de empreendimentos como, por exemplo, os do setor imobiliário.

A importância socioeconômica do setor de petróleo na Bahia, unido à singularidade do estado quanto à atividade de exploração em campos marginais, faz-se desejável a adoção deste tipo de modelo nas entidades financeiras e órgãos de licenciamento ambiental.

Além disso, um quadro técnico especializado nas referidas instituições permite que sejam analisadas a pertinência de linhas específicas, que sejam mais bem avaliados projetos apresentados, que sejam definidos critérios diferenciados para garantias, adequando as exigências à realidade do setor.

r) Reservas do pré-sal

As enormes reservas na camada pré-sal anunciadas pela Petrobras, mesmo não atingindo fisicamente, a princípio, o território baiano, devem impactar decisivamente na cadeia produtiva de petróleo e gás do estado. A exploração dessas reservas vai demandar, por exemplo, grande quantidade de equipamentos e serviços, especializados e não especializados, que poderão ser fornecidos por empresas baianas. Sem falar da construção de novas plataformas e navios, das ampliações de capacidade das refinarias e da construção de mais dutos no país, o que favorecerá também ao pequeno produtor, que pode se beneficiar de investimentos privados, bem como da própria Petrobras, em novas refinarias, hoje um gargalo no estado.

Para dimensionar o impacto das novas descobertas do ponto de vista geológico, só no reservatório gigante batizado de Tupi, localizado na Bacia de Santos, geólogos estimam as reservas entre 8 e 12 bilhões de barris de petróleo (RESERVAS, 2008b). Além disso, os especialistas consideram a possibilidade de existência de reservas similares na costa baiana. Caso seja comprovada essa perspectiva, será fonte de mudanças significativas no atual quadro da Cadeia de Petróleo e Gás Natural no estado⁹.

⁹ Até o término deste trabalho não haviam sido iniciadas atividades de exploração na costa baiana tendo em vista o pré-sal. De qualquer forma, a análise de relevância não considerou essa possibilidade no curto prazo, motivo pelo qual o estudo sofre alteração caso seja comprovada a existência de óleo na área.



s) Marco regulatório referente ao pré-sal

Desde a descoberta de grandes reservas de petróleo na camada pré-sal, o governo passou a analisar mudanças nas atuais regras de concessão de blocos exploratórios, para permitir maiores ganhos do estado no setor.

Os blocos já leiloados terão seus contratos respeitados, portanto, o novo marco regulatório para a exploração de petróleo na camada pré-sal regulará apenas as áreas a serem licitadas após a definição do marco. Para tanto, a ANP suspendeu a inclusão de áreas *offshore* das Rodadas de Licitação até essa definição.

Especialistas do setor, como o presidente do Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), João Carlos de Luca, acreditam que mudanças muito profundas no marco regulatório do setor de petróleo no Brasil podem afetar as estratégias das petroleiras que operam no país e mesmo provocar a saída de algumas empresas. O IBP avalia que o aumento da participação do governo sobre a produção de petróleo no país não precisa, obrigatoriamente, alterar o marco regulatório (IBP, 2008).

Uma comissão interministerial foi criada para avaliar este assunto e apresentar proposta de alteração do marco regulatório de modo a contemplar melhores garantias para o país, uma vez que a possibilidade de bilhões de barris nas rochas sedimentares do pré-sal mudará completamente a posição do Brasil no contexto mundial da indústria do petróleo, podendo, inclusive, colocá-lo na posição de exportador.

Caso as perspectivas de existência de óleo na camada pré-sal da costa baiana se confirmem, o quadro mudará consideravelmente o volume de investimentos no estado, bem como a geração de emprego e renda, repercutindo em um novo patamar de participação da Bahia no cenário nacional de exploração e produção de petróleo, hoje concentrado na Bacia de Campos.

t) Reservas de gás natural da Bahia

As recentes descobertas de acumulações de gás natural em bacias marítimas da Bahia constituem-se em importante oportunidade para a aceleração do desenvolvimento do estado, seja diretamente por meio da maior arrecadação de tributos e participações governamentais, seja indiretamente por meio da atração de empresas transformadoras consumidoras de gás e dos impactos na geração de emprego e renda na cadeia produtiva de petróleo e gás.

Até o início da produção do Campo de Manati, localizado na Bacia de Camamu-Almada, costa sul do litoral do estado, a produção de gás na Bahia era limitada aos campos terrestres da Bacia do Recôncavo e de Tucano. Apesar das relativamente altas vazões de alguns desses Campos, como o de Jandaia, a produção de gás do estado era notadamente deficitária para atender à demanda.



Em apenas um ano de produção comercial do Campo de Manati, a Bahia teve sua posição alterada de importador para exportador de gás natural para a região Nordeste. O desenvolvimento do campo contribuiu significativamente para o atendimento do mercado consumidor e para a redução do déficit do produto na região. Além disso, Manati é um indicador de possibilidade de novas descobertas nas bacias marítimas do estado, gerando grandes perspectivas para os investidores.

Durante o mês de janeiro de 2007, a Petrobras entregou, em média, 4,56 milhões de m³/dia de gás natural, e um ano depois registrou a entrega de 7,83 milhões de m³/dia, correspondendo a um acréscimo de 72% na entrega de gás natural na Bahia. A produção acumulada do Campo de Manati atingiu, em maio de 2008, dois bilhões de m³ de gás natural. Com a implantação do projeto de ampliação da oferta de Manati e a conclusão das obras de escoamento da Petrobras, espera-se entregar 10 milhões de m³/dia de gás natural.

A maior oferta de gás do Campo de Manati não beneficiará somente a Bahia, mas também estados da região Nordeste, como Sergipe e Pernambuco, que consomem 0,9 milhões m³/dia de gás produzidos nos campos terrestres do Recôncavo, e passarão a ter o gás de Manati agregado ao fornecimento.

Atualmente, parte do gás produzido no estado baiano é utilizada pela Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Petrobras na Bahia, mas o maior volume é fornecido para a Bahiagás, distribuidora estadual que comercializa 4 milhões de m³ diários do insumo (BAHIA, 2008a; MAIA FILHO, 2008).

u) Marco regulatório sobre conteúdo local na compra de bens e serviços para o setor de petróleo e gás natural

O Brasil está se dotando de um marco legal que regulamenta o conteúdo local¹⁰ na compra de bens e serviços a serem aplicados nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás no país. Trata-se do estabelecimento de percentuais mínimos de bens a serem comprados de empresas brasileiras e percentuais mínimos de serviços a serem executados por trabalhadores brasileiros.

Nesse contexto, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis aprovou, em 13 de novembro de 2007, o Regulamento ANP nº 6/2007 que define os critérios e os procedimentos para execução das atividades de Certificação de Conteúdo Local.

¹⁰ Segundo a ANP ([20-?]d), conteúdo local é definido como bens e serviços que determinada empresa adquire junto a fornecedores brasileiros para realização de suas atividades. O Edital da Rodada de Licitação estabelece as exigências mínimas e máximas, em percentuais, para determinados itens e subitens a serem utilizados nas fases de exploração e desenvolvimento da produção. No leilão, o conteúdo local é fator de pontuação das ofertas, e o valor ofertado pela empresa vencedora estará no Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural, firmado com a empresa vencedora, na Cláusula de Conteúdo Local.



O Sistema de Certificação de Conteúdo Local define uma metodologia para a certificação e as regras para o credenciamento de entidades certificadoras junto à ANP. Tais entidades são responsáveis por medir e emitir certificado informando o conteúdo local de bens e serviços contratados pelas empresas concessionárias para as atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural.

Essa regulamentação parte de quatro resoluções:

- Resolução ANP nº 36, de 13 de novembro de 2007: define os critérios e os procedimentos para execução das atividades de Certificação de Conteúdo Local. Prevê fase de transição até que o Regulamento de Certificação de Conteúdo Local entre em vigor.
- Resolução ANP nº 37, de 13 de novembro de 2007: define os critérios e os procedimentos para cadastramento e credenciamento de entidades para exercer a atividade de Certificação de Conteúdo Local.
- Resolução ANP nº 38/2007, de 13 de novembro de 2007: define os critérios e os procedimentos de auditoria nas empresas de autorizadas ao exercício da atividade de Certificação de Conteúdo Local.
- Resolução ANP nº 39/2007, de 13 de novembro de 2007: define a periodicidade, a formatação e o conteúdo dos relatórios de investimentos locais realizados com as atividades de exploração e desenvolvimento da produção em Contratos de Concessão a partir da 7ª Rodada de Licitações.

O estabelecimento de conteúdo local mínimo na compra de bens e serviços supõe excelente oportunidade para o desenvolvimento dos fornecedores locais, bem como um alicerce para a criação de empresas que venham a atender lacunas locais no fornecimento de determinados bens ou serviços que hoje são inteiramente importados.

Essa exigência da ANP deve criar nos concessionários uma atitude pró-ativa no sentido de incentivar o desenvolvimento desse mercado fornecedor nacional, para que tenham maior quantidade de bens e serviços nacionais disponíveis. Assim, os concessionários terão condições de cumprir com o conteúdo local acordado, evitando a aplicação de penalidades por parte da ANP.

Vale ressaltar o importante papel a ser desenvolvido pelas incubadoras de empresas dentro das universidades. O panorama é bastante favorável para criação de empresas incubadas, resultantes de projetos de pesquisa, com forte interação com o setor industrial e com o apoio financeiro de fundações de amparo à pesquisa e outras entidades de fomento. As empresas incubadas constituem-se em uma opção idônea para desenvolver empresas locais prestadoras de serviços ou fabricantes de equipamentos que venham a atender ao mercado local de petróleo e gás.

No entanto, o estabelecimento de conteúdo local mínimo acaba criando reserva de mercado que pode derivar no risco de as empresas locais tenderem a perder competitividade. Medidas de incentivo à competitividade das empresas locais devem ser empreendidas pelas organizações competentes com vista a um desenvolvimento setorial sustentável, de longo prazo.



v) Participação dos fornecedores da Bahia na cadeia de P&G

A atividade exploratória na Bahia, com mais de 60 anos de história, propiciou ao longo dos anos o estabelecimento de um parque de fornecedores diverso e especializado no atendimento às demandas da, inicialmente, única petroleira atuante, a Petrobras. Nos anos 1980, as conjunturas nacional e internacional acabaram minando a competitividade de muitas daquelas empresas, que terminaram encerrando suas atividades. Nos anos 1990, a migração dos investimentos da Petrobras para as descobertas no mar da Bacia de Campos não contribuíram para o restabelecimento do parque supridor local. Como consequência, com algumas exceções, hoje a maioria dos fornecedores baianos não são considerados “de classe mundial”.

A mobilização empresarial que se concretizou na criação da RedePetro Bahia, bem como programas recentes de desenvolvimento de fornecedores locais, como o Projeto de Inserção de Micro e Pequenas Empresas na Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás, viabilizado por meio do Convênio Petrobras/Sebrae, têm a oportunidade de mudar esse panorama.

Foram levantados 81 fornecedores da Cadeia de Petróleo e Gás na Bahia, 36 deles instalados em Salvador, 12 em Simões Filho, 10 em Lauro de Freitas, 7 em Camaçari, 6 em Catu, 4 em Dias D’Ávila, 2 em São Sebastião do Passé, 2 em Pojuca, 1 em Mata de São João e 1 em Candeias. Entre as principais áreas de atuação estão: equipamentos industriais, serviços industriais, manutenção industrial, serviços de apoio, projetos e engenharia. Do total de fornecedores, 48 são associados à RedePetro Bahia.

O Diagpetro (BAHIA, 2006a) aponta importantes conclusões quanto ao fornecimento local. Quando se trata de bens ofertados, existe uma fragilidade local, baseada em dois fatos: os altos preços praticados e a carência de empresas ofertantes de determinados serviços demandados. A demanda por bens específicos fora do estado e fora do país é cada vez mais crescente. A estruturação dos fornecedores é de fundamental importância para o desenvolvimento local da Cadeia de Petróleo e Gás.

Entre os serviços bem atendidos localmente, destacam-se os relativos a projetos, construção e montagem, inspeção, pintura industrial, equipamentos de separação, tratamento, armazenamento e instalações para manuseio e escoamento da produção de petróleo e gás natural. Há competência reconhecida em atividade *onshore* no estado. Para os outros segmentos, de forma geral, configuram-se como principais deficiências os preços altos cobrados e o foco do atendimento das prestadoras de serviços dirigido, ainda, para grandes operadoras.

• Variáveis do ambiente interno

Serão apresentadas, a seguir, as variáveis do ambiente interno e sua contextualização, permitindo analisar a Cadeia de Petróleo e Gás da Bahia.



- a. Qualificação da mão de obra, em especial pelo Prominp.
- b. Interação universidade–empresa.
- c. Tecnologia utilizada/desenvolvida pelos operadores de campos marginais da Bahia.
- d. Novos entrantes na exploração e produção de P&G na Bahia.
- e. Campos marginais sem ou com pequena produção sob concessão da Petrobras.
- f. Associação de empresas de exploração e produção.
- g. Associação de fornecedores da cadeia de P&G da Bahia.
- h. Investimentos da Petrobras e outras operadoras no estado.
- i. Participação da Petrobras na compra de P&G.
- j. Relacionamento das operadoras com proprietário das terras.

a) Qualificação da mão de obra, em especial pelo Prominp

O Prominp é o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural, instituído pelo governo federal por meio do Decreto nº 4.925, do dia 19 de dezembro de 2003, com o objetivo de maximizar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas e sustentáveis, na implantação de projetos de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior.

O Plano Nacional de Qualificação Profissional do Prominp é um grande projeto de qualificação profissional que visa a capacitar, gratuitamente, milhares de profissionais em 175 categorias consideradas críticas para o setor de petróleo e gás, ou seja, categorias com disponibilidade de mão de obra muito inferior à demanda do setor.

O plano pretende treinar, até o fim de 2009, aproximadamente 112 mil profissionais do nível básico ao superior, em 17 estados do Brasil, entre eles a Bahia, onde deverão ocorrer os projetos de investimentos planejados para o setor de petróleo e gás.

Inicialmente estavam previstos cerca de 900 cursos diferentes e 6.400 turmas, envolvendo cerca de 80 instituições de ensino, nos vários níveis. O plano foi implementado para rodar quatro ciclos, sendo que, para cada ciclo, os candidatos passariam por um processo seletivo público para conseguir a vaga. Os processos seletivos dos ciclos foram em 2006, 2007 e 2008.

Os estados e regiões contemplados nos quatro ciclos foram: Alagoas (Maceió); Amazonas (Coari e Manaus); Bahia (Salvador); Ceará (Fortaleza); Espírito Santo (Vitória e Linhares); Mato Grosso do Sul (Três Lagoas); Minas Gerais (Belo Horizonte); Paraíba (João Pessoa); Paraná (Curitiba); Pernambuco (Recife); Rio de Janeiro (Rio de Janeiro); Rio Grande do Norte (Mossoró); Rio Grande do Sul (Porto Alegre e Rio Grande); Rondônia (Porto Velho); Santa Catarina (Itajaí); São Paulo (Paulínia, Santos, São José dos Campos e região metropolitana de São Paulo); e Sergipe (Aracaju) (PLANO, [20-?]).



Até o mês de julho de 2008, mais de 22 mil alunos concluíram os cursos oferecidos pelo Prominp. Três mil alunos estavam com cursos em andamento e outros 18 mil ingressariam nos cursos ao longo de 2008. A perspectiva era de beneficiar mais de 40 mil alunos pelo Plano Nacional de Qualificação Profissional, até o fim de 2008.

Corroborando com a atuação do Prominp, o Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) obteve recursos do CTPetro (fundo setorial de petróleo e gás da Finep) para elaborar, organizar e executar sete cursos de capacitação profissional em Engenharia que atendam a demanda emergencial de recursos humanos identificados pelo diagnóstico do Prominp. Os cursos possuem caráter *lato-sensu* e abrangem as seguintes especializações: Engenharia de Tubulação, Engenharia de Segurança para E&P e Engenharia de Instrumentação e Automação; Engenharia de Construção e Montagem de Tubulação Industrial, Engenharia de Planejamento para Empreendimentos, Gestão de Projetos de Engenharia e Engenharia Naval. Todos os cursos serão implementados na cidade do Rio de Janeiro (AÇÕES, [20-?]).

Esses esforços geram fortalecimento da cadeia de P&G baiana, que se beneficia com a maior disponibilização de mão de obra qualificada, reduzindo a carência encontrada no mercado de trabalho.

b) Interação universidade–empresa

Apesar dos esforços de algumas instituições, ainda é baixa a integração, no Brasil, entre empresas da cadeia de P&G e instituições de ensino e pesquisa. A realidade da Petrobras, que investe significativamente em P&D, não reflete a realidade das demais empresas do setor. A interação universidade–empresa ainda está limitada à disponibilização de recursos humanos capacitados.

A ANP, por exemplo, criou a Coordenadoria de Tecnologia e Formação de Recursos Humanos (CTC) (ANP, [20-?]) e, unidade organizacional criada e gerenciada pela ANP para desenvolver ações de estímulo à pesquisa e à adoção de novas tecnologias, além de atividades de apoio à formação de recursos humanos.

A CTC foi estruturada com base em três principais ações:

1) Programa de Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento: estabelecimento da Cláusula de Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento, nos Contratos de Concessão. Essa cláusula gera os recursos necessários para o incentivo às atividades de P&D a serem realizadas pelas empresas concessionárias durante os contratos de exploração de petróleo e gás. A cláusula, regulamentada pela ANP em 2005, prevê que os concessionários nos contratos de concessão de blocos de exploração de petróleo e gás são obrigados a investir em pesquisa e desenvolvimento o valor equivalente a 1% da receita bruta gerada pelos campos de grande rentabilidade ou com grande volume de produção, para os quais é devida a Participação Especial.



A cláusula prevê que, no mínimo 50% desse montante de 1%, devem, obrigatoriamente, ser aplicados em instituições de P&D credenciadas pela ANP para esse fim. Os recursos restantes, até o limite de 50% do total, podem ser aplicados em despesas de P&D.

2) Programa de Recursos Humanos (PRH)/ANP: estabelecimento, em âmbito nacional, de um grupo de instituições de ensino e pesquisa voltada para formação de profissionais para o setor de petróleo e gás natural. Em parceria com este grupo de instituições, a ANP sistematiza os repasses financeiros ao setor de ensino e pesquisa em petróleo, gás natural e biocombustíveis, na forma de bolsas e taxas de bancada e de custeio em projetos relacionados com os objetivos do programa.

O PRH-ANP abrange duas vertentes: uma voltada para profissionais de nível superior (PRH-ANP/MCT) – incluindo graduação e pós-graduação stricto-sensu; e a outra voltada para a educação profissional de nível técnico (PRH-ANP/MEC-Técnico). Os recursos do PRH-ANP são oriundos de duas fontes: uma fonte é o orçamento da ANP e é voltada principalmente ao nível técnico, e a segunda fonte, dirigida para o nível superior, é o Fundo Setorial CT-PETRO. Em 2006, a ANP autorizou a Petrobras a destinar R\$ 157 milhões no âmbito do Plano de Qualificação Profissional do Prominp para capacitação profissional.

3) Apoio técnico da ANP ao Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) na gestão do CT-Petro – Plano Nacional de Ciência e Tecnologia para o setor de Petróleo e Gás Natural.

O CT-Petro é o primeiro Fundo Setorial, criado em 1999, com o objetivo de estimular a inovação na cadeia produtiva do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis, a formação e qualificação de recursos humanos e o desenvolvimento de projetos em parceria entre empresas e universidades, instituições de ensino superior ou centros de pesquisa do país, visando ao aumento da produção e da produtividade, à redução de custos e preços e à melhoria da qualidade dos produtos do setor. O CT-Petro é mantido com 25% da parcela do valor dos royalties que exceder a 5% da produção de petróleo e gás natural (BRASIL, [20-?]).

A Petrobras é uma empresa que sempre investiu em P&D. Dois anos após sua criação, em 1955, a Companhia criou o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (Cenap), embrião do atual Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes), criado em 1963, com o objetivo de atender exclusivamente às atividades de P&D. Vários projetos do Cenpes colocam o Brasil entre os detentores de tecnologia de ponta.

A Petrobras também busca parcerias com instituições de pesquisa brasileiras. Segundo dados da Companhia, até 2005, foram assinados 1.500 contratos de pesquisa.

Em 2006, a Petrobras lançou um novo conceito de parceria tecnológica, que estabelece dois modelos de relacionamento estratégico e contribui para a interação entre as instituições nacionais de pesquisa e o



meio empresarial. Nesses modelos são feitos investimentos na criação de infraestrutura necessária ao desenvolvimento de projetos de pesquisa nas instituições parceiras, construindo-se capacitação física e humana compatível com as demandas identificadas.

No primeiro modelo foram estabelecidos Núcleos de Competência no segmento petróleo, gás e energia, em regiões de intensa atividade operacional da companhia. Em cada região foi selecionada uma instituição de ensino e pesquisa, que desenvolverá atividades voltadas para o atendimento das demandas tecnológicas específicas daquela região, criando a figura do Núcleo Regional de Competência. No Brasil foram estabelecidos sete Núcleos Regionais, sendo que a UFBA foi a instituição escolhida para Núcleo Regional de Competência Tecnológica da Bahia.

O segundo modelo aborda temas tecnológicos de interesse estratégico do setor de petróleo, gás e energia, com a criação de redes temáticas nacionais. Os projetos são desenvolvidos em formato de redes, buscando a colaboração entre instituições de reconhecida competência nos temas a serem selecionados. Esse modelo foi criado para atender, de forma sustentável, à cláusula de investimentos de P&D presente nos contratos de concessão de exploração e produção entre a Petrobras e a ANP.

Foram criadas 38 redes temáticas, com temas ligados às áreas de exploração, produção, abastecimento, gás natural, energias renováveis e meio ambiente, com a participação de 72 instituições, em 19 Unidades da Federação.

As instituições de pesquisa da Bahia Fundação Baleia Jubarte, Fundação Tamar, Instituto Federal da Bahia (antigo Cefet-BA), Universidade Estadual do Sudoeste da Bahia (UESB), Universidade Estadual de Santa Cruz (Uesc), Universidade Federal da Bahia (UFBA), Universidade do Estado da Bahia (Uneb), UNIBAHIA e Universidade Salvador (Unifacs) participam de 19 Redes Temáticas (PETROBRAS, 2006b; PETROBRAS, [20-?]; MARINHA, 2008; WORKSHOP, 2008a; PINTO JUNIOR & LÁZARO, [20-?]).

c) Tecnologia utilizada/desenvolvida pelos operadores de campos marginais da Bahia

Segundo a Portaria nº 279, de 31 de outubro de 2003, da ANP

campos marginais de petróleo são aqueles campos que produzem predominantemente petróleo, cuja produção de petróleo à época da assinatura do termo de cessão não ultrapasse 500 barris diários e cuja última previsão de produção aprovada pela ANP também não ultrapasse esse limite. E campos marginais de gás natural são aqueles campos que produzem predominantemente gás natural não associado, cuja produção de gás natural à época da assinatura do termo de cessão não ultrapasse 70.000 metros cúbicos diários de gás não associado e cuja última previsão de produção aprovada pela ANP também não ultrapasse esse limite. Caso não haja infraestrutura próxima



(a até 10 quilômetros de distância) para o escoamento do gás produzido, o limite para efeito da definição de campo marginal de gás natural passará de 70.000 para 150.000 metros cúbicos diários de gás não associado.

Em geral, segundo o Relatório Final do projeto do Prominp “Criação de incentivos para estimular investimentos de pequenas e médias operadoras na exploração e produção em bacias terrestres”, esses campos só se tornam economicamente viáveis sob determinadas condições, geralmente relacionadas a algum tipo de incentivo e/ou novas soluções técnicas que possibilitem a redução dos custos operacionais para os produtores e incrementem a produção (FONSECA, 200-).

O relatório ainda destaca que o alto patamar de preços do petróleo no mercado internacional atraiu investidores de diversificados perfis para a viabilização da exploração de reservas muito pequenas e produções diárias também pequenas.

Entretanto, cabe ressaltar que as tecnologias utilizadas pelos operadores de campos marginais da Bahia, visando à recuperação do óleo remanescente nos reservatórios já maduros, continuam sendo as mesmas aplicadas pela Petrobras, quando as produções dos campos eram maiores.

Apesar de tais tecnologias serem eficientes, a tendência é que a produção de petróleo diminua nesses campos, tornando-se necessária a utilização de formas mais avançadas de recuperação para aumentar a quantidade de petróleo extraído.

A literatura especializada aponta várias técnicas de recuperação avançada, principalmente a partir da injeção de líquidos ou gases nos reservatórios, mas que não são aplicadas pelas petroleiras independentes nas bacias da Bahia. A maioria dessas empresas é de pequeno porte, não dispõe do capital necessário para esse investimento nem possuem as garantias exigidas pelos bancos em troca de financiamentos.

Corroborando para melhor aproveitamento dos campos marginais, esse Relatório do Prominp sugere algumas soluções diferenciadas de acordo com o porte da empresa. Para as grandes empresas, as soluções sugeridas são: reduzir custos operacionais; reduzir aporte de capitais, concentrando investimentos apenas em operações para manutenção da produção; e buscar parcerias com terceiros ou cessão a empresas menores, via *farmouts* ou via contratos de serviços – como o assinado entre Petrobras e Petroreconcavo, na Bahia.

Já para as pequenas empresas independentes, que é o caso da Bahia, as sugestões são: novas tecnologias e gestão; novos investimentos específicos; parcerias com fornecedores; melhor avaliação de risco; maior flexibilidade e agilidade, menores custos administrativos e operacionais; redução da carga tributária e incentivos a operadores locais.



Diante do disposto, conclui-se que os operadores de campos marginais precisam investir em tecnologias mais avançadas de produção, que possibilitem maior viabilidade econômica. O que dificulta a aquisição dessas tecnologias é o alto investimento inicial e a falta de incentivos fiscais, por parte do governo, além das garantias exigidas pelos bancos nos financiamentos.

Nesse sentido, é fundamental o papel a ser desempenhado pelos centros de pesquisa localizados nas regiões produtoras, para o desenvolvimento de novas tecnologias com valor mais acessível, bem como os incentivos a serem desenhados pelos órgãos governamentais competentes, tanto para a execução de projetos de pesquisa desta natureza, quanto para facilitar a aquisição das tecnologias pelos pequenos operadores.

d) Novos entrantes na exploração e produção de P&G na Bahia

Com o fim do monopólio da Petrobras, em 1997, novas empresas operadoras atuantes nos segmentos de E&P começaram a atuar na Bahia arrematando blocos exploratórios ou campos marginais nas Rodadas de Licitações organizadas inicialmente pela Petrobras e, mais tarde, pela ANP.

Em 2001, a W. Washington arrematou em um leilão realizado pela Petrobras quatro campos marginais na Bacia do Recôncavo. A partir de 2006, com a concessão, pela ANP, de campos marginais para desenvolvimento, produção e exploração por empresas independentes, a participação de empresas de capital nacional, principalmente pequenas e médias, vem colaborando para o adensamento e a capilaridade da cadeia.

Atualmente, a Cadeia de Petróleo e Gás na Bahia está representada pelas atividades de exploração e produção (*upstream*), e refino e transporte (*downstream*). A atividade de exploração e produção é a que mais tem sentido os efeitos da abertura do mercado, pois na Bahia a atividade é desenvolvida pela Petrobras e outras 20 empresas operadoras (quadro 3), além de 12 consorciadas que têm atuado em conjunto com as operadoras (quadro 4). No segmento de refino e transporte, as atividades ainda continuam concentradas na Petrobras, com a atuação da Refinaria Landulpho Alves-Mataripe (RLAM) e da Transpetro. Somente outra empresa, a Dax Oil Refino S./A., situada em Camaçari, iniciou atividade de refino, mas ainda em pequena escala e com finalidade específica.



Quadro 3
Operadoras atuantes na Bahia, 2008¹¹

Operadoras	
Alcom Comércio de Óleos Ltda.	Panergy Consultoria e Participações Ltda.
Alvorada Petróleo S.A.	Petróleo Brasileiro S.A.
Brasoil do Brasil Exploração Petrolífera S.A.	Petrosynergy Ltda.
Comp E&P de Petróleo e Gás S.A.	Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A.
Construtora Pioneira S.A.	Recôncavo E&P S.A.
Cowan Petróleo e Gás S.A.	Silver Marlin E&P de Petróleo e Gás Ltda.
Devon Energy do Brasil Ltda.	Sinalmig Sinais e Sistemas e Programação Visual Ltda.
Egesa Engenharia S.A.	Starfish Oil & Gas S.A.
El Paso Óleo e Gás do Brasil Ltda.	Statoil do Brasil Ltda.
Eni Oil do Brasil S.A.	W.Washington Empreendimentos e Participações Ltda.
Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda	

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2008c); ANP (2005).

Quadro 4
Concessionárias atuantes na Bahia, 2008¹²

Concessionárias	
BrazAlta Brasil Norte Comercialização de Petróleo Ltda.	Manati S.A.
Delp Engenharia Mecânica Ltda.	Mercury do Brasil Oil & Gás Ltda.
Eaglestar Petróleo do Brasil Ltda.	Norse Energy do Brasil Ltda.
EMPA S.A. Serviços de Engenharia	Petro Vista Energy Petróleo do Brasil Ltda.
ERG Negócios e Participações Ltda.	Rio das Contas Produtora de Petróleo Ltda.
Logos Engenharia S.A.	Somoil Internacional de Petróleo do Brasil Ltda.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2008c); ANP (2005).

Nas concessões para exploração e produção, as operadoras podem atuar isoladamente, com exclusividade, ou em consórcios, com a participação de empresas parceiras. Nas concessões da Bahia, percebe-se que 13 empresas atuam apenas como operadoras, 12 atuam apenas como parceiras em consórcios e oito atuam em alguns blocos como operadoras e, em outros, como parceiras, fazendo parte, deste último grupo, a Petrobras.

¹¹ Inclui as operadoras vencedoras da 1ª Rodada de Licitações de Áreas Marginais.

¹² Inclui as concessionárias que fazem parte de consórcios vencedores da 1ª Rodada de Licitações de Áreas Marginais.



Percebe-se que as concessões de blocos exploratórios ou de campos marginais estimulam a formação de consórcio, criam mercado próprio de bens e serviços e atraem empresas tanto operadoras como fornecedoras menores para o setor.

e) Campos marginais sem ou com pequena produção sob concessão da Petrobras

A indústria do petróleo no Brasil vem sofrendo mudanças estruturais nos últimos 10 anos. Após a flexibilização do monopólio, o mercado nacional vem passando por uma série de mudanças que objetivam principalmente a maximização de produção e utilização de boas práticas extrativas.

Inúmeras iniciativas foram tomadas pela ANP para aumentar a produção nacional, entre elas, leilões de blocos exploratórios. Esses blocos são arrematados por grandes empresas petrolíferas mundiais que dispõem de equipes especializadas e recursos necessários para entrar em um negócio de “alto risco”. Outra iniciativa da Agência é o fomento de um novo segmento na indústria do petróleo brasileira, denominado Produção em Campos Marginais.

No ano subsequente à criação da ANP, a Petrobras devolveu à Agência alguns campos e blocos exploratórios em que a estatal não tinha mais interesse de investir. Essa devolução foi nomeada de Rodada Zero ou Bid Zero. Cerca de 30 campos foram classificados como antieconômicos pela Petrobras e entregues a ANP. Esses campos estão localizados em bacias maduras, como a Bacia do Recôncavo.

Atualmente, a ANP tem realizado um grande esforço para que pequenos empresários arrematem os campos devolvidos pela Petrobras em leilões e possam revitalizá-los. Mais campos com pequena ou sem produção poderiam ser devolvidos pela Petrobras e inseridos nas Rodadas de Licitações de Áreas Inativas com Acumulações Marginais.

Com a reabertura desses campos existirá um provável incremento da economia local, uma vez que as novas empresas precisarão de casa para moradia dos funcionários e escritório, mão de obra especializada ou não, comércio (alimentação, vestuário...), além do aumento das participações governamentais e impostos pagos.

f) Associação de empresas de exploração e produção

Não passaram nem 10 anos do início das atividades exploratórias por parte de pequenas empresas petroleiras independentes, e o Brasil já conta com duas associações representativas do setor: a Appom e a Abpip.

A Associação das Empresas Produtoras de Petróleo e Gás Natural Extraídos de Campos Marginais do Brasil (APPOM), com sede em Salvador, foi constituída em 2006, a partir de assembleia realizada na Federação das



Indústrias do Estado da Bahia (FIEB), e tem como finalidade promover e defender a atividade de produção de petróleo e gás natural extraídos de campos marginais, atuando nos planos institucional, empresarial, de capacitação tecnológica e operacional (APPOM, [20-?]).

Nove empresas participaram da primeira assembleia, e foram os sócios fundadores: Alcom Comércio de Óleos Ltda., CFoster – Serviços e Equipamentos e Petróleo Ltda., Consórcio Panergy/ERG, Egesa Engenharia S.A., Petrorecôncavo S.A., Ral Engenharia, Severo & Villares Projetos e Construções Ltda., Sinalmig e W.Washington Empreendimentos e Participações Ltda.

Atualmente, os membros da APPOM são: Allpetro Exploração Produção e C. P, Alvorada Petróleo, Arclima, Comp Exploração e Produção de Petróleo e Gás, Egesa, Koch Petróleo, Lupatech Petroima, Consórcio Panergy/ERG, Petrorecôncavo, Ral Oil e Gás Comércio, Severo & Villares, System Mud, Cheim Transportes e Vitória Ambiental, totalizando 14 empresas que produzem cerca de 1.000 barris de óleo equivalente por dia.

Já a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo (Abpip), com sede no Rio de Janeiro, é formada por empresas concessionárias da ANP, para a exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, cujo principal objetivo é promover, defender e estimular o desenvolvimento da atividade de exploração e produção nas bacias sedimentares brasileiras, atividade esta voltada para o estímulo das independentes, nos planos institucional, empresarial, tecnológico e operacional.

A Abpip foi criada em 2007 e atualmente é composta por 14 empresas: Aurizônia Petróleo, Koch Petróleo do Brasil, Nord Oil and Gas, Norse Energy do Brasil, Orteng Equipamentos e Sistemas, Partex Brasil, Petrogal Brasil, Petrosynergy, Quantra Petróleo, Ral Engenharia, Severo Villares, Silver Marlin, Vitória Ambiental e W. Washington Petróleo. Juntas, as associadas da Abpip produzem em torno de 2.000 barris óleo equivalente por dia (ABPIP, [20-?]; CRESCE, 2007; GUIMARÃES, 2008).

g) Associação de fornecedores da cadeia de P&G da Bahia

Na Bahia, apesar do histórico de mais de 60 anos de atividade petroleira, é recente a criação de uma associação das empresas fornecedoras do setor de petróleo e gás, a RedePetro Bahia. Esta associação, desde sua formação, conta com o apoio do Projeto de Inserção de Micro e Pequenas Empresas na Cadeia Produtiva de Petróleo, Gás e Energia do estado da Bahia, resultado de um convênio entre o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas – Sebrae e a Petrobras.

Lançada em maio de 2006 e com sede na cidade de Salvador, a RedePetro Bahia reúne 45 empresas baianas atuantes na Cadeia de Petróleo e Gás, com a missão de criar e viabilizar soluções para inserção e manutenção das empresas participantes no mercado de petróleo e gás, por meio do aumento da competitividade empresarial, por meio de ações visando à geração de negócios, à qualificação e à cooperação dos associados.



A Rede, além de estar constituída por empresas fornecedoras, possui um Conselho Consultivo integrado por entidades estratégicas para o segmento de suprimentos do setor de petróleo e gás no estado: governo do estado, Agência Nacional do Petróleo, Petrobras, empresas petroleiras independentes, Braskem, IEL/BA e instituições de ensino e de ciência e tecnologia.

h) Investimentos da Petrobras e outras operadoras no estado

Os investimentos a serem feitos nos próximos anos pela Petrobras e outras operadoras atuantes no setor de petróleo e gás na Bahia atingem níveis nunca vistos antes no estado. A novidade não reside somente no volume de recursos previstos, mas principalmente na distribuição deles.

Segundo o Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras, os investimentos previstos para a Bahia são da ordem de US\$ 4,776 bilhões, distribuídos em US\$ 2,1 bilhões para exploração e produção, US\$ 1,12 bilhões para refino, US\$ 1,164 para gás natural, US\$ 75 milhões para distribuição, US\$ 16 milhões para desenvolvimento energético (biodiesel) e US\$ 302 milhões para petroquímica, conforme mostra a tabela 10.

Tabela 10
Investimentos da Petrobras previstos para a Bahia, 2007-2011

Área/projeto	US\$ milhões
	2007-2011
Desenvolvimento energético	16
• Biodiesel	
Petroquímica	302
• Fafen – confiabilidade e unidade de ácido nítrico	
• PTA–Bahia	
Distribuição	75
• Projeto automotivo, aviação	
• Distribuição de gás e distribuição de GLP	
• Projeto grandes consumidores	
E&P	2.100
Refino	1.120
Gás natural	1.164
Total	4.776

Fonte: Petrobras (2006c).

Na revisão do Plano de Negócios da Petrobras, prevê-se investir R\$ 3 bilhões na RLAM de 2008 a 2011, na melhoria da infraestrutura, com construção de dutos internos e parque de tancagem; aumento da qualida-



de da gasolina e diesel, por meio da redução dos teores de enxofre e expansão da produção de derivados, como lubrificantes, parafinas e asfaltos. Isso ajudará no desenvolvimento tanto dos fornecedores locais quanto da região onde fica instalada (REFINARIA, 2008).

A Queiroz Galvão, que possui sete blocos exploratórios na Bahia (um na Bacia do Recôncavo, cinco na Bacia de Camamu e um na Bacia de Jequitinhonha), divulgou que pretende investir cerca de US\$ 20 milhões na exploração do bloco terrestre e US\$ 300 milhões na exploração de seus blocos marítimos (FERNANDES FILHO, 2008).

Essas iniciativas da ANP representam uma oportunidade tanto para empresas de pequeno e médio porte do setor de exploração e produção de petróleo e gás, quanto para empresas de outros setores, que podem diversificar seus investimentos. Representam, também, uma fortaleza para a cadeia de P&G baiana, devido ao incremento na produção de petróleo e gás advindo dos campos marginais que estavam sem produzir e à grande probabilidade de descobertas de novos Campos na Bacia do Recôncavo.

Pode-se concluir, então, que se mantendo o atual ritmo de licitações de campos marginais e blocos exploratórios nas bacias do estado, maiores serão os níveis de investimentos no futuro e mais *players* estarão envolvidos na contratação de bens e serviços que geram emprego e renda nas regiões petroleiras baianas.

i) Participação da Petrobras na compra de P&G

Considerando o monopólio da Petrobras no segmento de refino no Brasil, em especial na Bahia, as demais operadoras atuantes no estado dependem quase inteiramente das condições e das especificações definidas pela Petrobras para compra da produção.

Tal cenário reforça a importância da articulação das empresas independentes de E&P, com a atuação das associações Abpip e Appom, no sentido de conseguir uma maior flexibilização da Petrobras quanto às condições exigidas para a entrega da produção, bem como quanto aos custos de recebimento e tratamento por ela aplicados.

Além da Refinaria Landulpho Alves da Petrobras, a Dax Oil começará a atuar na Bahia como refinaria. Localizada no Polo Petroquímico de Camaçari, a Dax Oil foi autorizada, em 2005, a operar planta produtora de solventes a partir do fracionamento de nafta, e está investindo na adequação de suas instalações para a atividade de refino. Com capacidade para processar 2.000 barris por dia, de óleo com API superior a 30, a Dax Oil pretende colocar esta unidade de refino no primeiro trimestre de 2010.

Outra refinaria particular, localizada em São Paulo, compra petróleo de campos localizados na Bahia. A Univen Petroquímica, em 2003, foi autorizada pela ANP a processar e refinar petróleos crus leves, condensado de petróleo, nafta e outras frações de petróleo para a produção de combustíveis e solventes, passando a ser denominada Univen Petróleo.



Como a Petrobras fez algumas exigências para comprar óleo dos campos marginais leiloados pela ANP, entre elas a entrega do óleo já tratado, isento de água e sal, as pequenas operadoras independentes da Bahia se reuniram e começaram a enviar sua produção por meio de caminhão-tanque para a Univen. Enquanto o preço do petróleo estiver alto, a boa remuneração recebida pelos produtores compensará o frete pago, que corresponde de 20% a 25% do valor da nota fiscal (VALVERDE, 2008).

O Relatório Final do Projeto “Criação de Incentivos para Estimular Investimentos de Pequenas e Médias Operadoras na Exploração e Produção em Bacias Terrestres”, do Promimp, recomenda a elaboração de estudo para desenvolvimento e licenciamento de pequenas refinarias, inicialmente no Nordeste, para processar a produção dos campos marginais das Bacias do Recôncavo, Sergipe–Alagoas e Potiguar. Dessa forma, as pequenas e médias empresas produtoras de campos marginais teriam maior independência (FONSECA, 200-).

O refino agregaria valor a essa pequena produção, e a distribuição dos derivados daria visibilidade e fluxo de caixa às pequenas empresas. Em especial, o refino abriria novos canais de comercialização aos pequenos produtores, livrando-os da dependência de um único comprador.

j) Relacionamento das operadoras com proprietários de terras

As empresas operadoras atuantes na Bahia encontram ainda sérias dificuldades na hora de identificar e negociar com o proprietário da terra onde pretendem desenvolver suas atividades exploratórias.

A dificuldade de identificação do proprietário tem sua origem na falta de um sistema confiável e moderno de cadastro da terra. Certidões conflitantes, onde duas pessoas têm direitos sobre as mesmas áreas, registradas e emitidas em cartório, são muito comuns. Também é comum a ocupação de áreas por terceiros.

Ainda, após a anuência do proprietário, é frequente a interdição do acesso ao local do empreendimento, com as consequentes perdas econômicas para a operadora, sem que caiba a esta outra opção que não seja a negociação direta com o proprietário. O não cumprimento dos acordos estabelecidos, mesmo tendo sido assinados e tenha existido contrapartida econômica por parte da operadora, é prática comum entre os proprietários.

Após identificação e análise de relevância das variáveis críticas apresentadas anteriormente, foram definidos 13 temas estratégicos e respectivos eventos futuros que serviram de base para a realização da consulta *Delphi*. Pode-se observar, a seguir, os temas e os eventos selecionados para compor os cenários prospectivos:



- Produto Interno Bruto (PIB)
 - A questão refere-se à probabilidade de que, até 2020, a taxa média anual de crescimento do PIB brasileiro esteja: abaixo de 2,5%; entre 2,6% e 5,0%; e acima de 5,1%.
- Preço do petróleo
 - A questão refere-se à probabilidade de que, até 2020, o preço médio do barril de petróleo esteja: abaixo de U\$40; entre U\$41 e U\$80; e acima de U\$81, em valores equivalentes a 2008.
- Taxa de câmbio (dólar)
 - A questão refere-se à probabilidade de que, até 2020, a taxa de câmbio do dólar esteja acima de R\$ 2,00 – em valores equivalentes a 2008.
- Controle nacional sobre reservas do pré-sal
 - A questão refere-se à probabilidade de que, até 2020, seja criada e implementada uma nova estatal para gerir a exploração e produção no pré-sal brasileiro.
- Consumo de gás natural
 - A questão refere-se à probabilidade de que, até 2020, o consumo anual de gás natural no Brasil – em termos absolutos – passe dos 22 bilhões de m³ para mais de 60 bilhões m³.
- Mão de obra especializada
 - A questão refere-se à probabilidade de que, até 2020, o país consiga atender à demanda de mão de obra capacitada para atuar no setor de P&G.
- Infraestrutura para operadores independentes
 - A questão refere-se à probabilidade de que, até 2020, a infraestrutura de tancagem, tratamento e refino atenda a toda produção dos operadores independentes da Bahia.
- Produção dos operadores independentes
 - A questão refere-se à probabilidade de que, até 2020, a participação da produção *onshore* – em terra – dos operadores independentes cresça a ponto de representar mais de 10% da produção de P&G, na Bahia.
- Descobertas em bacias de novas fronteiras na Bahia
 - A questão refere-se à probabilidade de que, até 2020, sejam descobertas, na Bahia, reservas de P&G em bacias de novas fronteiras.
- Descobertas no pré-sal do litoral baiano
 - A questão refere-se à probabilidade de que, até 2020, sejam descobertas, no litoral da Bahia, reservas de P&G no pré-sal.
- Tecnologias de recuperação *onshore*
 - A questão refere-se à probabilidade de que, até 2020, os produtores independentes atuantes no estado da Bahia utilizem tecnologias mais avançadas, de modo a aumentar o fator de recuperação para um patamar médio superior a 60%.
- Cenpes no Parque Tecnológico de Salvador (Tecnovia)
 - A questão refere-se à probabilidade de que, até 2020, a Bahia transforme-se em referência nacional em tecnologia de campos *onshore* – em terra –, em função da operacionalização do Cenpes no Tecnovia.

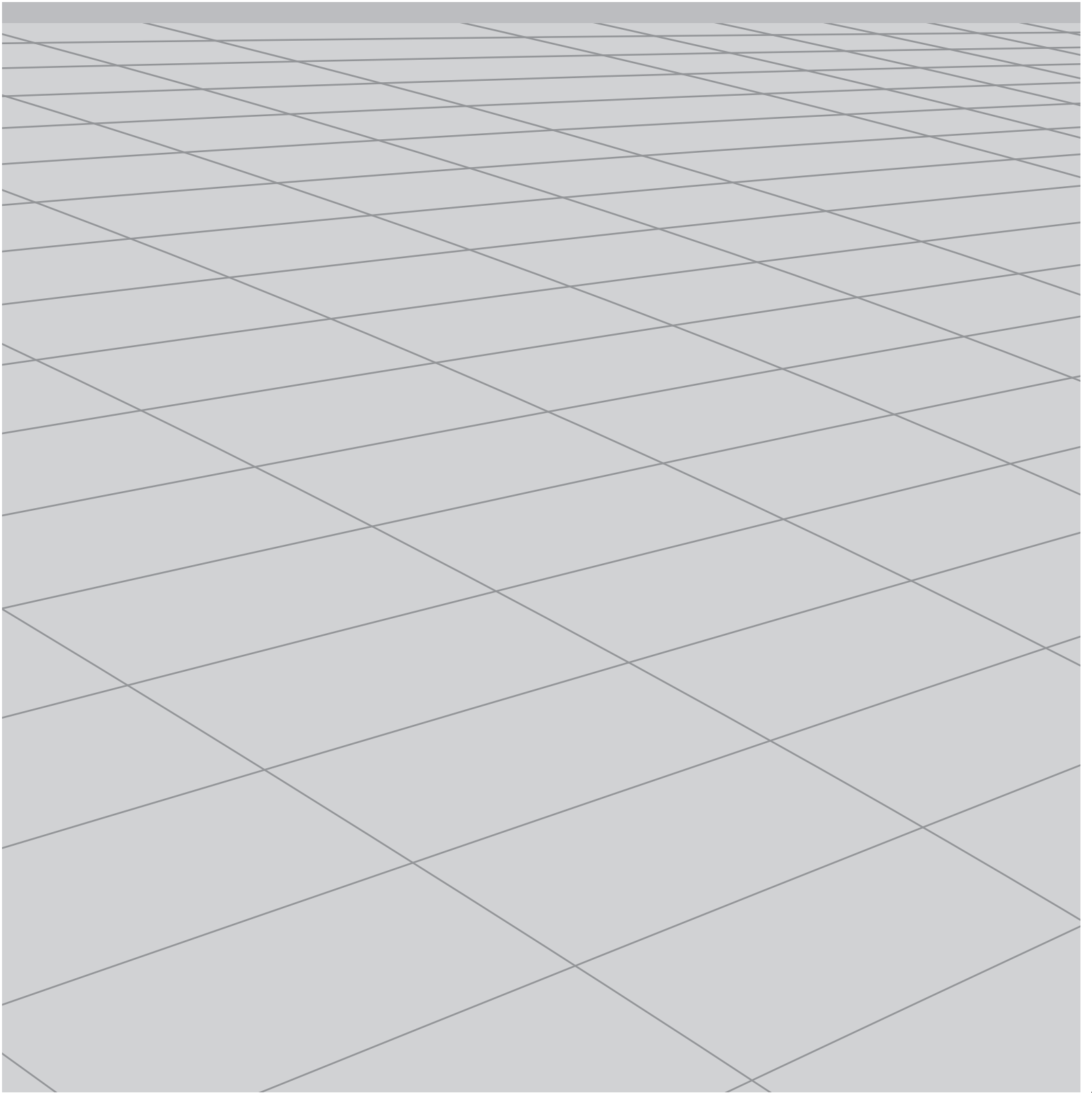


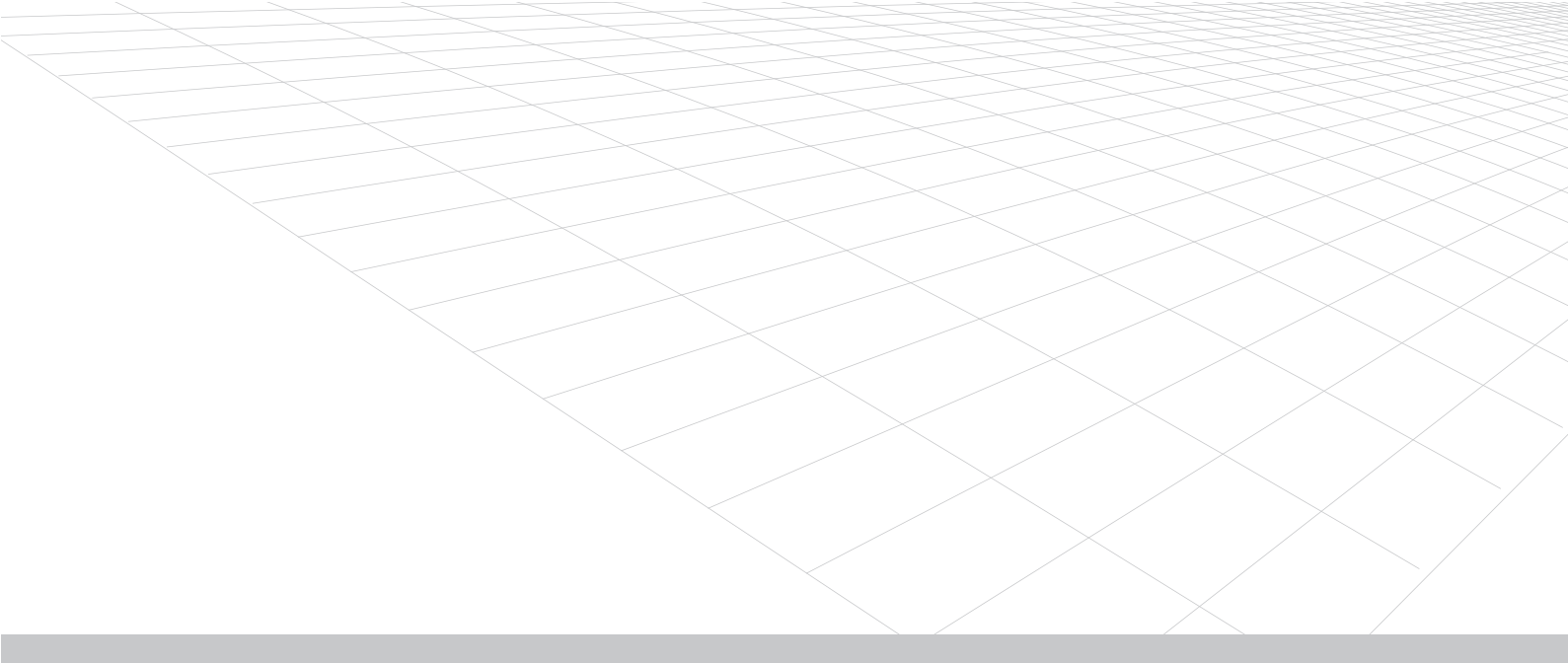
- P&G como área estratégica para o governo da Bahia
 - A questão refere-se à probabilidade de que, até 2020, o setor de P&G venha a se tornar uma área estratégica para o governo da Bahia, a ponto de institucionalizar ações de políticas públicas voltadas para o setor.

O passo seguinte foi a realização das duas rodadas da consulta *Delphi*, contando com 114 respondentes. Essa amostra foi composta por especialistas de diversas áreas de atuação, entre empresas operadoras e concessionárias, fornecedoras, instituições, governo e outras, apresentando o seguinte perfil:

- 75 residem na Bahia.
- 55 trabalham na área P&G.
- 38 consideram-se especialistas no setor.
- Atividade: 59 iniciativa privada/31 setor público.
- Escolaridade: 26 doutorado/35 mestrado/33 superior completo.
- Faixa etária: 21 e 40 anos; 40/41 e 60 anos; 41/acima de 60 anos.

Após a consolidação da consulta e da análise cruzada dos impactos dos eventos, foram realizadas simulações, com suporte do *software* Prospector, e identificação dos cenários de referência, crítico e ideal, que serão apresentados no capítulo seguinte.





5 Cenários prospectivos para 2020

CENÁRIO DE REFERÊNCIA

Manutenção do crescimento brasileiro e fortalecimento da Cadeia de Petróleo e Gás Baiana

A Bahia desfruta hoje (2020) de infraestrutura física e intelectual que favorece os envolvidos na cadeia produtiva e tem atraído novos investimentos, tanto para atividades *onshore* quanto para atividades *offshore*. Mas nem sempre foi assim.

No fim da primeira década, o setor de E&P de P&G na Bahia possuía uma articulação incipiente e dependente do governo federal. Naquele período, a economia vivia os efeitos da crise de 2008, que abalou o mundo e sufocou o crédito. Para o setor petrolífero, a reação do governo brasileiro foi positiva, mantendo as linhas de financiamento habituais e abrindo novas, como forma de compensar a ausência de crédito privado.

Após a crise, que se prorrogou nos anos de 2009 e 2010, houve um crescimento da economia mundial com uma recuperação lenta e gradual em todos os setores. Com o Brasil não foi diferente. Em 2009, o PIB brasileiro apresentou crescimento baixo em relação a 2008, correspondendo às expectativas da CNI e contrastando com as taxas de crescimento acima de 5% dos anos anteriores.

No entanto, a desaceleração da economia, percebida naquele ano, não se prolongou por muito tempo, e logo a economia dava sinais de melhoras. Há três anos, o PIB brasileiro cresce, em média, 4% ao ano, confirmando a projeção feita pelo Plano Nacional de Energia 2030, para o período 2005-2030, no Cenário B1, na qual o PIB total crescerá, em média, 4,1% ao ano.



Com o aumento do volume de investimentos e de capital internacional, atraídos para o país com perspectivas de ótimos retornos, a taxa de câmbio apresentou uma queda significativa, após ter sido cotado acima de R\$ 2,00 entre 2008 e 2010. No entanto, o dólar abaixo de R\$ 2,00, nível que mantém desde 2011, tem gerado um maior volume de exportação de *commodities*, sem, contudo, modificar o ciclo econômico de importação de máquinas, equipamentos de tecnologias mais avançadas, em diversos setores.

Vale destacar que a Cadeia de Petróleo e Gás, altamente intensiva em tecnologia, não tem criado, internamente, um ciclo endógeno de desenvolvimento que leve ao fortalecimento da cadeia de fornecedores. O que se percebe, com relação aos fornecedores, é a criação de alguns programas de qualificação para atender à demanda das operadoras.

O petróleo tem oscilado em valores acima de US\$ 80, gerando bons lucros para as empresas. Mas por algum tempo esteve abaixo desse valor. No ano 2008, o preço do petróleo atingiu valores recordes próximos a US\$ 150, e em poucos dias, reduziu progressivamente até valores inferiores a US\$ 40. O barril do petróleo manteve-se entre US\$ 40 e US\$ 60 durante anos. Esse cenário foi causado, sobretudo, pela redução da demanda mundial do produto em função da crise que assolava o mundo àquela época. Tais valores causaram redução nos investimentos das empresas e ainda suscitaram dúvidas com relação à viabilidade de alguns projetos, como o pré-sal brasileiro.

No entanto, com a elevação do preço do petróleo, a Petrobras conseguiu colocar em prática as ações previstas no plano de negócios e aportar os investimentos necessários para que as reservas do pré-sal fossem exploradas e comesçassem a produzir. O volume de reservas anunciado à época das descobertas foi confirmado, e as reservas provadas de P&G do Brasil mais do que dobraram.

A Petrobras continua se destacando entre as grandes empresas do setor energético mundial. O Centro de Estudos e Pesquisas da Petrobras (Cenpes) está sendo reconhecido como um dos maiores centros de pesquisa aplicada do mundo, com maior quantidade de patentes geradas nos últimos anos. Recentemente, o centro desenvolveu, em parceria com universidades e centros técnicos brasileiros, tecnologias para exploração das reservas do pré-sal, que reduzem sobremaneira o custo de produção, o que deverá colocar o Brasil em posição de destaque no cenário mundial.

Parte da produção do pré-sal brasileiro está sendo exportada, de modo que o Brasil, embora ainda se caracterize como exportador de óleo bruto, poderá alterar a composição da sua pauta de exportações com aumento gradativo da participação dos derivados do petróleo. Mesmo com os atrasos dos investimentos na área de refino, o que retardou a inauguração de alguns empreendimentos (inclusive das refinarias Premium I e II recentemente inauguradas), estão iniciando suas atividades, contribuindo para a melhoria das condições competitivas do país no cenário mundial.



A alteração do marco regulatório para as reservas do pré-sal, sugerida pela comissão interministerial e acatada pelo presidente em 2009, não incluía a criação de uma nova estatal, o que gerou maior credibilidade do governo e estimulou novos investimentos de empresas nacionais e internacionais no país. A mudança foi de rápida implantação e, já em 2010, blocos *offshore*, inclusive nas Bacias de Campos e Santos, foram ofertados na 12ª Rodada de Licitações.

Interessados nas reservas brasileiras, *players* mundiais e outras empresas de menor porte participam das rodadas e arrematam blocos exploratórios e campos marginais nas diversas bacias brasileiras, aumentando, a cada ano, a quantidade de empresas atuantes no Brasil. Assim, a concorrência tem crescido nesse setor, que era praticamente dominado pela Petrobras, e grandes descobertas já foram confirmadas por operadores independentes, em blocos *offshore* e *onshore*.

A descoberta de novas reservas de gás natural e a utilização de novas tecnologias para transporte, bem como o aumento da rede de distribuição, corroboraram para o crescimento substancial da oferta de gás no mercado brasileiro. Esses avanços ajudaram a reduzir a dependência do gás importado e a insegurança de fornecimento que existia há alguns anos.

A oferta de gás natural no Nordeste foi elevada substancialmente após a conclusão das obras do Gasene e seu efetivo funcionamento. Paralelo a isso, as distribuidoras locais aumentaram suas malhas dutoviárias para o escoamento do gás e grandes empresas adaptaram suas plantas para utilizar gás natural como fonte de energia.

Embora a Petrobras ainda tenha o monopólio natural sobre a atividade de transporte do gás, devido à infraestrutura construída desde sua criação, a Lei do Gás, regulamentada em 2009, começa a surtir efeitos, com novos investimentos privados nessa atividade, o que deverá gerar concorrência e consequente redução no preço das tarifas.

Ainda com relação ao gás natural, o governo tem incentivado bastante seu uso, na tentativa de elevar sua participação na matriz energética, por ser uma fonte de energia mais limpa do que o petróleo. Todos esses aspectos foram de fundamental importância para a quase triplicação do consumo do gás natural, entre os anos de 2008 e 2020, que passou de 22 bilhões de m³ para cerca de 60 bilhões de m³.

O consumo de petróleo no Brasil tem crescido anualmente, porém em proporção menor que o gás natural. Percebe-se que o uso do petróleo como combustível tem se expandido pouco nos últimos anos, e o maior crescimento ocorreu na indústria química e petroquímica, que o utiliza como insumo de diversos produtos, ou seja, dando destinação mais nobre ao petróleo.



O aumento do consumo de P&G, entretanto, foi acompanhado do aumento do consumo de outras fontes renováveis, fazendo a que matriz energética brasileira permanecesse equilibrada no que diz respeito às fontes renováveis e não renováveis. Investimentos crescentes têm sido feitos, buscando-se fontes alternativas de energia, em substituição aos combustíveis fósseis, como a construção de parques eólicos, inclusive na Bahia, aumento substancial da produção de biocombustíveis (etanol e biodiesel) e o desenvolvimento de novas tecnologias, como a célula de hidrogênio, tanto em função da questão ambiental quanto do preço alto do petróleo.

Outra conquista positiva para o setor de P&G é que, em função dos vários cursos criados para formação e capacitação de mão de obra nos diversos níveis, o país está conseguindo atender à demanda das empresas, acabando com um déficit que existia há décadas. Seguindo a linha de atuação do Prominp, diversas instituições públicas e privadas, entre universidades e centros técnicos, conseguiram explorar bastante a oportunidade identificada. O pessoal capacitado está sendo atraído para áreas próximas às aquelas exploradas e ajudando no desenvolvimento regional.

Para a Bahia, os efeitos do atual preço do barril de petróleo e o crescimento do PIB baiano acima do brasileiro foram os mais favoráveis possíveis para o desenvolvimento tanto do setor em geral, quanto dos atores e do governo, que se mobilizaram para a realização de melhorias diversas no quadro da cadeia de P&G baiana, merecendo destaque as direcionadas para os operadores independentes.

Atualmente, a Bahia conta com infraestrutura de tancagem, tratamento e refino que atende à produção dos operadores independentes do Estado. Vale destacar a parceria entre alguns desses operadores e refinarias de pequeno porte, que gerou a construção de um parque de tancagem e uma estação de tratamento de óleo, acabando com dois dos maiores problemas que dificultavam a venda do óleo: a falta de volume e a especificação. No segmento de refino, a planta da Dax Oil está em pleno funcionamento há alguns anos, e a Univen, de São Paulo, continua comprando parte dessa produção. Essas refinarias criaram um ambiente de concorrência, dando maior independência aos produtores, antes obrigados a aceitar as condições impostas pela Petrobras.

O Cenpes, por sua vez, tem contribuído para os avanços no setor desde a instalação de laboratórios no Tecnovia, em 2010. Suas pesquisas e desenvolvimentos, em parceria com instituições de ensino baianas, tornaram o estado uma referência nacional em tecnologias de campos *onshore*. O centro dedica-se a estudos em campos maduros no estado e divulga parcialmente os resultados – dado o direito de propriedade da empresa.

A interação entre as universidades baianas e as redes empresariais tem crescido, e um resultado positivo alcançado foi o desenvolvimento de tecnologia avançada para extração de óleo em campos maduros, que está sendo utilizada, desde 2019, pelos operadores independentes, indicando fator de recuperação médio dos campos superior a 60%. Tecnologia semelhante é utilizada pela Petrobras há diversos anos, inclusive em campos baianos.



Com relação às novas descobertas da Petrobras e de outras empresas atuantes na Bahia, nos últimos anos, cabe destacar as mais importantes. Reservas na camada pré-sal foram confirmadas no litoral baiano, na Bacia de Jequitinhonha, e as empresas aguardam as licenças ambientais para começar a exploração. As expectativas colocadas nas Bacias do São Francisco e Jacuípe foram superadas e já foram encontrados indícios de hidrocarbonetos em vários prospectos de ambas. As bacias, já bastante exploradas no pós-sal, como Recôncavo, Camamu-Almada, Tucano e Jequitinhonha, continuam sendo responsáveis pela produção baiana, e novas descobertas confirmam-se a cada ano, por parte das empresas concessionárias.

Como resultado dos novos campos e das tecnologias de recuperação, a produção de petróleo e gás natural baiana cresce, bem como sua participação na produção brasileira, e a Bahia ganha forças novamente entre os estados produtores. Vale destacar que a produção dos operadores independentes em campos *onshore* ultrapassa 10% da produção total de óleo do estado.

O setor de P&G tem se tornado um dos mais estratégicos para o governo da Bahia, dada a quantidade de empresas fornecedoras da cadeia que tem sido atraída para o estado e os investimentos que tem sido realizados pelas empresas atuantes nos segmentos de exploração, produção e refino, responsáveis pela geração de emprego e renda para a população, bem como para os cofres públicos.

Contando com a mobilização das redes empresariais e da Federação das Indústrias do Estado da Bahia (Fieb), foi criada uma coordenação dentro da Secretaria da Indústria, Comércio e Mineração (SICM) do estado da Bahia, para implementar políticas públicas para o setor de P&G, dada sua importância. Como resultado, observa-se maior agilidade e redução da burocracia em diversos órgãos do governo, inclusive ambientais. Percebe-se, também, maior divulgação das linhas de fomento e financiamento e incentivo, por parte do governo, para que as empresas apresentem propostas para captação de recursos.

Com todos esses esforços, os avanços na cadeia de P&G baiana, em poucos anos, foram significativos e as perspectivas para o futuro são as melhores possíveis, inclusive que o estado volte a ser um polo de P&G, como foi há décadas, destacando-se ainda mais no cenário nacional. Tais perspectivas esbarram com a questão turística, uma vez que a Bahia poderia perder sua imagem de beleza natural, com plataformas instaladas nas belas praias baianas.



Cenário de referência

- Economia crescente a uma taxa média de 4% ao ano.
- Real valorizado (dólar cotado abaixo de R\$ 2,00), estimulando a importação de bens de capital com tecnologias mais avançadas.
- Barril de petróleo negociado acima de US\$ 80,00, estimulando investimentos no setor.
- Mudanças no marco regulatório não englobaram a criação de uma nova estatal, gerando maior credibilidade do governo e estimulou novos investimentos.
- Consumo do gás natural quase triplicou em 10 anos, em função – além das novas descobertas – da melhoria na rede de distribuição (operação do Gasene), novas tecnologias de transporte e plantas industriais utilizando o gás natural como fonte de energia.
- Mão de obra capacitada para atender a demanda do setor de P&G.
- Infraestrutura baiana de tancagem, tratamento e refino atende a produção dos operadores independentes, atraindo investimentos em E&P.
- Produção *onshore* dos operadores independentes da Bahia ultrapassa 10% da produção do Estado.
- Confirmadas descobertas em bacias de novas fronteiras na Bahia.
- Encontradas reservas no pré-sal do litoral baiano.
- Produtores independentes utilizam tecnologias mais avançadas nos campos maduros, aumentando o fator de recuperação para um patamar médio superior a 60%.
- Cenpes instalado no Tecnovia tornou a Bahia referência nacional em tecnologia de campos *onshore*.
- P&G é tratado como área estratégica para o governo da Bahia.



CENÁRIO CRÍTICO

Desaceleração do Crescimento Nacional e Enfraquecimento da Cadeia de Petróleo e Gás do Estado da Bahia

Está cada vez mais difícil o Brasil integrar o grupo dos países desenvolvidos. O otimismo e as forças que impulsionavam, no período 2007- 2008, a economia brasileira para um *boom* perderam força. A perspectiva de o país configurar-se como o quarto maior PIB do mundo em 2040, conforme estudo do Goldman Sachs, estão distantes.

Embora o país estivesse, antes da grande crise mundial dos anos 2009 e 2010, com perspectivas de desenvolvimento e ascensão no *ranking* dos países mais bem posicionados, inclusive com expectativa de superação rápida da crise, isto não se deu. O baixo crescimento do PIB gerou um perverso efeito multiplicador, de proporções inimagináveis. Seus efeitos fazem-se sentir ainda hoje, dezembro de 2020.

Já em 2009, o crescimento do PIB não chegou sequer a alcançar o baixo índice de 2% divulgado pelo governo federal, tendo declinado a sua taxa de mais de 5% em 2008 para 1% em 2009. Só para exemplificar, os setores exportadores, como o agroindustrial, o setor automobilístico, com suas sedes em países de primeiro mundo, entre outros, demitiram milhares de pessoas e foram acompanhados por fechamento de fábricas e redução de investimentos em todos os setores industriais da economia. A crise não fez distinção. E, desde então, a economia brasileira tem crescido em média 2% ao ano, o que não gerou um círculo virtuoso de crescimento capaz de retomar os números anteriores à crise.

Com controle monetário, a taxa de câmbio tem se mantido com valor médio acima de R\$ 2,00 (dois reais), com o objetivo de: garantir que os setores exportadores não tenham perdas no volume exportado com a valorização do real; permitir que sejam importados máquinas, equipamentos e demais matérias-primas e produtos que garantam a manutenção de plantas industriais de alta complexidade como setores de petróleo e gás, petroquímica, tecnologia da informação e comunicação, automobilística, entre outros; e atrair capital estrangeiro para investimentos na economia brasileira.

Como se não bastasse, a tão esperada reforma tributária ainda não aconteceu, o que prejudica sobremaneira os investimentos produtivos, principalmente quando se refere às médias e pequenas empresas, de setores tradicionalmente geradores de emprego. Conhecer até que ponto a elevada carga tributária dificulta a entrada de capital e a inversão produtiva não é fácil. Mas é consenso entre os empresários e o próprio governo que este tem sido grande entrave ao crescimento nacional. Como consequência, o número de jovens empreendedores brasileiros tem diminuído, corroborando para aumentar a fileira de desempregados no país. De que forma incentivar a abertura de novas empresas sem passar por uma substancial reforma tributária? Está é a pergunta que abala o Congresso Nacional no momento e que, a partir dos movimentos feitos nesse sentido atualmente, possam se reverter na resposta aguardada – a reforma tributária, agora prometida para 2021.



Conhecida entre os cidadãos brasileiros, a expressão “capacidade ociosa” dominou os noticiários nacionais nos últimos anos e agora está restaurando o temor de uma velha conhecida – a inflação. Embora o petróleo tenha mantido seu valor médio na última década em torno de US\$ 40,00, o menor consumo de gás e derivados levou a um aumento no preço desses combustíveis, tendo como consequência a elevação dos preços dos transportes. Por conseguinte, assiste-se, nas prateleiras de supermercados, nas livrarias, nos fornecedores de matérias-primas para setores tradicionais etc., à remarcação de preços, reduzindo o poder de compra.

Esse é o discurso do governo, que garante que a situação está sob controle e que se trata de um momento de ajuste, necessário à manutenção dos investimentos no setor de petróleo e gás natural, abalado não só pela crise, garantem os especialistas, mas principalmente pela mudança no Marco Regulatório, ocorrida em 2010. Entre as modificações feitas, destacam-se controle estatal das reservas do pré-sal e mudança no percentual e no destino dos *royalties*, variando em função dos campos, da região etc. Houve, em verdade, um desestímulo a novos investimentos em exploração e produção, principalmente dos chamados operadores independentes, em especial em novas fronteiras.

Ademais, os órgãos governamentais, sejam eles estaduais ou federais, não se prepararam para a mudança que o setor de petróleo e gás configuraria, desde a abertura do mercado. E ainda hoje existem inúmeros entraves burocráticos para liberação de investimentos ou estímulos a eles, que perpassam as áreas ambiental, financeira e de planejamento. Segundo os próprios empresários do setor afirmam, a falta de conhecimento da Cadeia de Petróleo e Gás pelos funcionários dos diferentes órgãos é a questão primordial. Acredita-se que funcionários que entendessem do setor poderiam: *i)* propor linhas mais adequadas aos investimentos, principalmente de operadores independentes; *ii)* agilizar a liberação das licenças ambientais, uma vez que poderiam identificar o alcance das técnicas utilizadas para exploração e produção, por exemplo, e seus efeitos sobre o meio ambiente; *iii)* definir políticas públicas e de atração de investimentos por estados produtores, a exemplo da Bahia, que fortalecessem a cadeia e trouxesse benefícios socioeconômicos, entre outros.

Não é surpresa então afirmar que, apesar de tantos percalços nos últimos anos, a Petrobras consolida-se como uma das principais empresas na área de energia no mundo. E no Brasil continua dominando a Cadeia de Petróleo e Gás. Grande parte desse sucesso deve-se à manutenção dos investimentos na área do pré-sal pela empresa, bem como aos investimentos tanto da Petrobras quanto do próprio governo, diretamente, no estímulo ao desenvolvimento de energias renováveis.

Vale lembrar que a Petrobras está ainda sob a ameaça da estatal criada para controle do pré-sal, embora as questões relativas à nova empresa até o momento estejam somente sobre os aspectos administrativos, uma vez que a Petrobras é responsável pela tecnologia e pelas atividades de exploração e produção nessas áreas. Seu enfraquecimento ocorreu, o que pode ser observado inclusive pela queda no valor das suas ações, mas ainda está distante, ou talvez possa se afirmar impossível, uma atuação débil da empresa.



Dados os efeitos da crise sobre o consumo nacional de petróleo e derivados, a Petrobras hoje exporta óleo bruto e está firmando acordos para exportação de derivados agora, quando as refinarias recém-construídas começarão a operar a plena capacidade.

Importante para o Brasil, para cujo equilíbrio da balança comercial tem sido outra questão de grande preocupação. Além de fatores abordados anteriormente, há de ressaltar a crise no comércio de etanol entre Brasil e Estados Unidos da América (EUA). O Brasil lidera a produção e a exportação mundial de etanol, mas sua posição tem sido ameaçada pelos recentes resultados do aperfeiçoamento de espécies de cana-de-açúcar para produção de etanol pelos EUA, principal importador.

Sobre fontes renováveis de energia, é importante frisar que o Brasil manteve o equilíbrio da sua matriz energética, uma das mais limpas do mundo, com investimentos em termoelétricas, em hidroelétricas de pequeno e grande porte, e inserção do biocombustível em muitos estados, via atuação tanto do governo local quanto da Petrobras. A usina de biodiesel instalada na Bahia, por exemplo, está em produção utilizando diversas oleaginosas locais, inclusive alcançando melhores níveis de produtividade da mamona, dada a maior proximidade entre Petrobras e pequenos produtores, com atuação direta do governo do Estado da Bahia.

Apesar do avanço empreendido nessa área, a Bahia não está distante da crise. Além do desemprego que aflige o país – o estado tem uma das maiores taxas, verificada na Região Metropolitana de Salvador por conta do fechamento de fábricas no Polo Petroquímico de Camaçari –, há um contingente de desempregados especificamente da área de petróleo e gás, da mesma forma que tem acontecido em outros estados produtores. Esse fator tem sua origem na exigência específica não só de formação na área, mas de experiência para atuar no setor. Logo, os cursos técnicos e de graduação e pós-graduação promovidos pelo próprio governo federal, via Prominp, ou oferecidos por faculdades em diferentes partes do país estão sem resultado prático de empregabilidade. O velho entrave resiste: carência de mão de obra especializada e empregável. Vale ressaltar que é um entrave compartilhado por outros países.

Além disso, embora sua relativa importância na economia baiana permaneça por meio do ICMS recolhido na atividade de refino no estado, por exemplo, a Cadeia de Petróleo e Gás não foi e não é prioridade do governo local. Apesar da mobilização dos atores locais, especialistas na área ou empresários do setor, que continua acontecendo de forma organizada desde o início dos anos 2000, pode-se afirmar que não há um direcionamento político que reconheça esse esforço.

Como visto anteriormente, a conjunção da fuga de capitais, resultantes da crise e das alterações feitas no marco regulatório das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, contribuiu para a redução dos investimentos de operadores independentes. Na Bahia, outros fatos corroboram com este cenário, como: pouca interação entre universidades e empresas locais; distanciamento do governo estadual; frágil infraestrutura de suporte ao desenvolvimento das atividades; carência de mão de obra; não realização de rodadas de campos marginais desde 2015.



Deve-se reconhecer, é claro, que os operadores independentes que atuam no estado da Bahia conseguiram, por esforço próprio, montar uma estrutura limitada de tratamento e refino, reduzindo a dependência da Petrobras. Mas isto não é suficiente: as condições das estradas vicinais e a infraestrutura de tancagem, por exemplo, ainda são problemas vividos pelos operadores locais.

Como se não bastasse, pouco foi feito no desenvolvimento de tecnologias de recuperação avançada, importante para o aumento da produtividade da produção em campos maduros, onde se concentra maior número de empresas operadoras independentes no estado. Diante dessa situação, a produção total da Bahia continua sendo dominada pela Petrobras, sem que os operadores independentes tenham alcançado nem sequer 10% desse total.

Contribuíram, ainda, para a permanência deste quadro: a necessidade das empresas investirem diretamente em infraestrutura, área na qual uma melhor atuação do governo do estado ajudaria; o fraco relacionamento universidade–empresa, principalmente com foco na apresentação de projetos de pesquisa voltados para essa área; e a não efetivação da instalação do Cenpes no Parque Tecnológico da Bahia (Tecnovia), que trazia em si forte potencial agregador e disseminador de informações, tecnologias e serviços em torno da Petrobras e demais empresas operadoras que atuam em campos maduros, via Rede de Empresas.

Aliado a tudo isto, as descobertas feitas em Jequitinhonha, grande esperança que se apresentava à comunidade baiana em 2009, não demonstraram ser de grande relevância e seu impacto sobre a produção total não levou ao melhor posicionamento da Cadeia de Petróleo e Gás da Bahia no cenário nacional. O mesmo fato aconteceu com a perspectiva de óleo no pré-sal do litoral baiano. Apesar dos esforços, as expectativas não se concretizaram e continuou se destacando no estado a produção de gás natural nos campos de Manati, na Bacia Camamu – Almada.

Para os fornecedores locais da Cadeia de Petróleo e Gás, o cenário não se configurou diferente. Aqueles que atendiam à Petrobras continuam se fortalecendo nessa parceria, apesar da grande dependência gerada, pela produção cada vez maior de ativos específicos, bem como pela redução dos investimentos de capital internacional. E para as pequenas empresas fornecedoras, a RedePetro Bahia tem se mostrado ativa na busca de qualificação, de modo a criar condições competitivas que garantam melhor atuação frente a empresas nacionais e internacionais instaladas no país, não só no estado da Bahia.

Prememente se faz, portanto, a definição de uma política para o setor que considere os avanços conquistados pelas associações de empresários, mas que estabeleça uma forte atuação do governo estadual de modo a criar condições de atratividade para o setor na Bahia, fortalecendo as empresas, a economia e gerando



emprego e renda. O Brasil passa por um crítico momento da economia, mas apesar da crise o setor de petróleo e gás vem crescendo nacionalmente. Por que na Bahia tem que ser diferente? O *ranking* dos estados produtores de petróleo no país vem sendo abalado. Resta o bom-senso, o planejamento e a execução para que o estado da Bahia possa chegar em 2030 com um novo patamar de produção.

Cenário crítico

- PIB com crescimento médio de 2,0% ao ano.
- Taxa de câmbio – dólar acima de 2 reais.
- Preço do petróleo entre US\$ 40,00 e US\$ 80,00 o barril.
- Controle Nacional sobre reservas do pré-sal com a criação de estatal.
- Consumo anual de gás natural no Brasil inferior a 60 bilhões de m³.
- País não atende demanda de mão de obra capacitada para atuar no setor de P&G.
- Infraestrutura de tancagem, tratamento e refino não atende a toda produção dos operadores independentes da Bahia.
- Produção *onshore* dos operadores independentes na Bahia não alcança 10% da produção total do estado.
- Não há descobertas em bacias de novas fronteiras nem no pré-sal do litoral baiano.
- Os produtores independentes atuantes no estado da Bahia não alcançam fator de recuperação dos campos de 60%.
- A instalação do Cenpes no Tecnovia não ocorre, a Bahia não se torna referência em tecnologia de campos *onshore*.
- Governo da Bahia não adota P&G como área estratégica.



CENÁRIO IDEAL

Crescimento econômico acelerado e fortalecimento da Cadeia de P&G da Bahia

O setor de exploração e produção de petróleo e gás na Bahia é, no ano de 2020, motivo de orgulho para todos os baianos.

Inspirados na luta do paulista Monteiro Lobato, que na década de 1940 lutou pelo petróleo para os brasileiros, os baianos vem trabalhando incansavelmente pelo desenvolvimento do setor. Hoje, a Bahia destaca-se como novo polo de produção de petróleo e gás do país.

O começo dessa movimentação ocorreu justamente no período após o início da crise de 2008, que abalou as estruturas do sistema financeiro internacional. Enquanto o mundo buscava soluções que mudasse essa rota, no Brasil ela se mostrou mais amena e passageira. Já em 2013, o país assistiu à melhoria da taxa de crescimento do PIB que passou de 2% em 2009 para 4,5% em 2013, alcançando em 2020 uma taxa média de crescimento anual do PIB da ordem de 5,2%. Um crescimento fantástico que conseguiu reverter os níveis de investimentos, com repercussão em um planejado orçamento nacional, principalmente em educação e emprego, melhorando o nível de renda da população. Isto colocou o Brasil em uma posição de destaque frente aos países desenvolvidos, como vemos hoje.

Essa rápida recuperação brasileira reduziu os efeitos nocivos sobre os investimentos produtivos nacionais, com destaque para a Cadeia de Petróleo e Gás, mesmo porque as regras para exploração e produção em território nacional não sofreram significativas alterações. Muito pelo contrário. Apesar das discussões em 2008, não houve modificação no marco regulatório do setor e a ANP manteve uma regularidade em realizar as rodadas de licitação. Isto gerou maior credibilidade, atraiu o interesse dos empreendedores na indústria petrolífera, elevou os investimentos e possibilitou novas descobertas tanto no pré-sal quanto em bacias de novas fronteiras.

Os estudos na área do pré-sal concretizaram-se. O Brasil coloca-se entre os grandes produtores mundiais de petróleo, com uma produção de aproximadamente 6 milhões de boe/dia (barril de óleo equivalente), triplicando a produção de gás nacional de 2008.

Além desse destaque na produção, o país assume também uma posição estratégica na exportação. Passou da 24ª posição em 2008 para, atualmente, estar entre os 10 maiores exportadores mundiais, especialmente em função do excelente desempenho das *commodities* (petróleo, etanol e produtos agrícolas) e dos derivados de petróleo. Não podemos deixar de lembrar a visão estratégica e a ousadia em implantar quatro refinarias de grande porte no país (Comperj/RJ, Abreu e Lima/PE, Premium I/MA e Premium II/CE), nos anos de 2010 a 2015, contribuindo para esta condição de destaque nas exportações, também, de produtos com maior valor agregado.



Favorece ainda ao caráter exportador, a taxa de câmbio elevada, hoje em torno de R\$ 2,30 o dólar, e o preço do petróleo cotado acima de US\$ 80, proporcionando ganhos extraordinários no setor de P&G. A dependência mundial do petróleo como fonte de energia, a utilização mais nobre do gás natural na indústria petroquímica e a política de estímulo à substituição de importações são alguns fatores que contribuíram ainda mais para este cenário.

Completando o quadro positivo que se instalou no país nos últimos anos, a cotação elevada do preço do barril tem estimulado o desenvolvimento de pesquisas sobre fontes renováveis de energia, com destaque para etanol celulósico, biodiesel de algas, energias eólica, solar e célula de hidrogênio, entre outras. Algumas fontes tornam-se viáveis técnica e economicamente, entretanto não impactam no equilíbrio da matriz energética brasileira.

Vale destacar o fato de o Brasil possuir hoje a posição de maior produtor e exportador mundial de etanol, sendo reconhecido pela larga experiência em biodiesel e estando entre as nações com melhor índice de participação de fontes renováveis na sua matriz energética.

A mudança que ocorre na matriz energética está no crescimento do consumo do gás natural. As negociações com o preço do gás viabilizaram os investimentos das indústrias nas suas plantas a gás, a exemplo das empresas do Polo Petroquímico de Camaçari, e possibilitaram seu crescente consumo industrial e uso mais nobre. Com uma produção crescente, uma malha dutoviária bem distribuída e a implementação bem-sucedida de alternativas de transporte do gás – como GNL, GNC etc. –, o Brasil consegue autossuficiência de gás e fecha novo contrato com a Bolívia – expirado em 2019 –, em bases muito mais vantajosas.

Os terminais de regaseificação de GNL de Guanabara (RJ) e Pecém (CE) estão em pleno funcionamento. A planta de regaseificação *offshore* está em fase final de testes para iniciar as operações este ano com objetivo de regaseificar o gás proveniente dos campos do pré-sal, solucionando o gargalo de escoamento da produção do gás.

Para alcançar essa posição, o governo mobiliza-se e promove uma reforma administrativa, superando entraves burocráticos, gerando maior agilidade e eficácia nos órgãos públicos, em especial os de licenciamento e financiamento. Contribuindo ainda mais com o setor de petróleo e gás, um grupo de funcionários públicos, representando áreas estratégicas das esferas federal, estadual e municipal, foi capacitado para compreender a dinâmica dessa indústria, suas demandas e gargalos. Isto possibilitou uma convergência de esforços no âmbito governamental, empresarial e institucional em prol do desenvolvimento industrial sustentável.

Fato importante na indústria nacional petrolífera é a exportação de mão de obra especializada e qualificada para outros países que estão iniciando a exploração e a produção de petróleo, a exemplo do continente africano. Este é o resultado do esforço empreendido ao longo da última década pelas instituições de ensino técnico, de graduação e pós-graduação e do Prominp.



Na Bahia, 2020 é um ano singular para a indústria do petróleo. Acompanhando o virtuoso crescimento nacional da última década, o estado assiste às descobertas e à produção do pré-sal no litoral baiano e nas bacias de novas fronteiras como de São Francisco, Jequitinhonha e Cumuruxatiba; à entrada de grandes *players*; ao fortalecimento dos operadores independentes e à criação da Secretaria Estadual de Energia. Tomado pelo espírito empreendedor que supera desafios e incansavelmente os transforma em ótimas oportunidades, os atores da cadeia de P&G criaram forças que resultam em benefícios, tornando o estado um novo polo de produção de petróleo e gás do país.

Com o objetivo de promover o desenvolvimento socioeconômico do estado, discutindo e aprovando políticas públicas de fortalecimento do setor energético, em especial da Cadeia de Petróleo e Gás, o governo do estado criou o Conselho Estadual de Energia, vinculado à Secretaria Estadual de Energia. Contando com representantes do governo, universidades, empresários e sociedade civil organizada, o conselho é um fórum importante de discussão dos aspectos econômicos, tecnológicos, sociais e ambientais que envolvem o setor energético.

Os empresários mobilizados e articulados em rede contaram com o apoio do estado e estruturaram uma parceria público-privada para melhoria da infraestrutura de escoamento da produção. Hoje, contam com condições satisfatórias de tancagem, tratamento e refino, atendendo a toda a produção dos operadores independentes da Bahia, reduzindo a dependência da refinaria da Petrobras, como antes acontecia. Cabe ressaltar que parte dos investimentos do estado foi proveniente dos *royalties* do petróleo.

Dadas as condições favoráveis internamente e externamente à Bahia, atreladas ao rentável preço do petróleo, os empresários foram em busca de tecnologias mais avançadas na exploração em campos maduros. Com a implantação do Cenpes no Parque Tecnológico da Bahia e sua forte relação com as universidades, as empresas aproximaram-se das pesquisas desenvolvidas pelo consórcio de universidades, buscando solucionar demandas e gargalos tecnológicos existentes. Foco especial foi dado para o desenvolvimento tecnológico dos campos *onshore*, com destaque para a tecnologia de recuperação avançada, aumentando o fator de recuperação para uma média acima de 60% nos campos maduros. Isto possibilitou uma maior longevidade – vida econômica ativa – do campo e melhoria na produção.

Os empreendedores da cadeia de suprimento do setor tiveram de se empenhar em produzir internamente componentes necessários às atividades de exploração, produção e refino, que concorressem competitivamente com a indústria mundial. As escalas ou os investimentos demandados são muito grandes, inclusive no aspecto tecnológico, e atender às especificidades de uma empresa pode levar a um mercado maior e elevar a competência nacional na área, principalmente para a cadeia de fornecedores do setor. Diversos programas de qualificação de fornecedores baianos da cadeia de P&G foram implementados ao longo das duas décadas e possibilitaram a certificação de um grande grupo pela Associação Nacional de Fornecedores da Cadeia de P&G com o Selo “Classe Mundial em Fornecimento de Bens e Serviços para a Cadeia de P&G”.

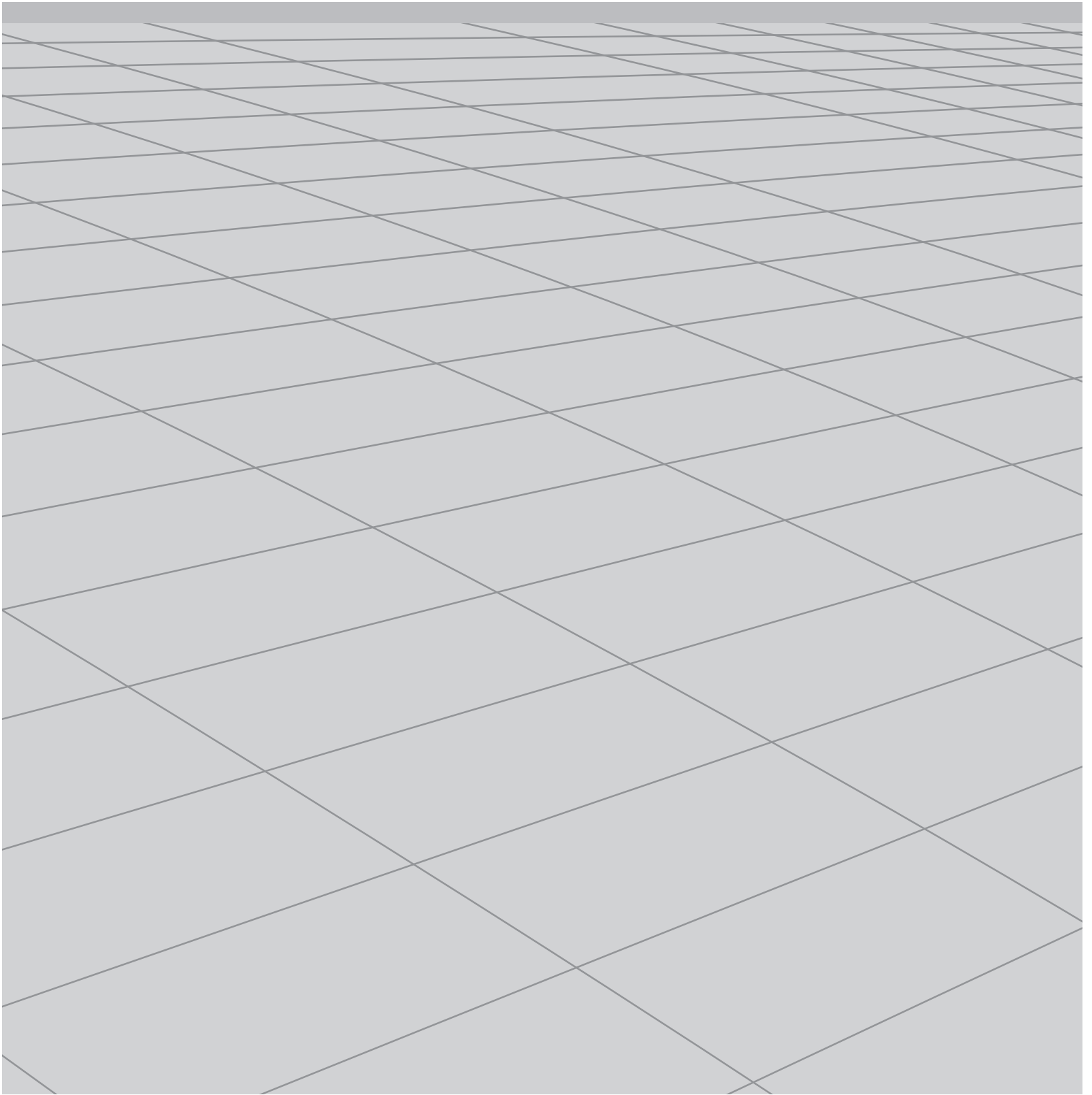


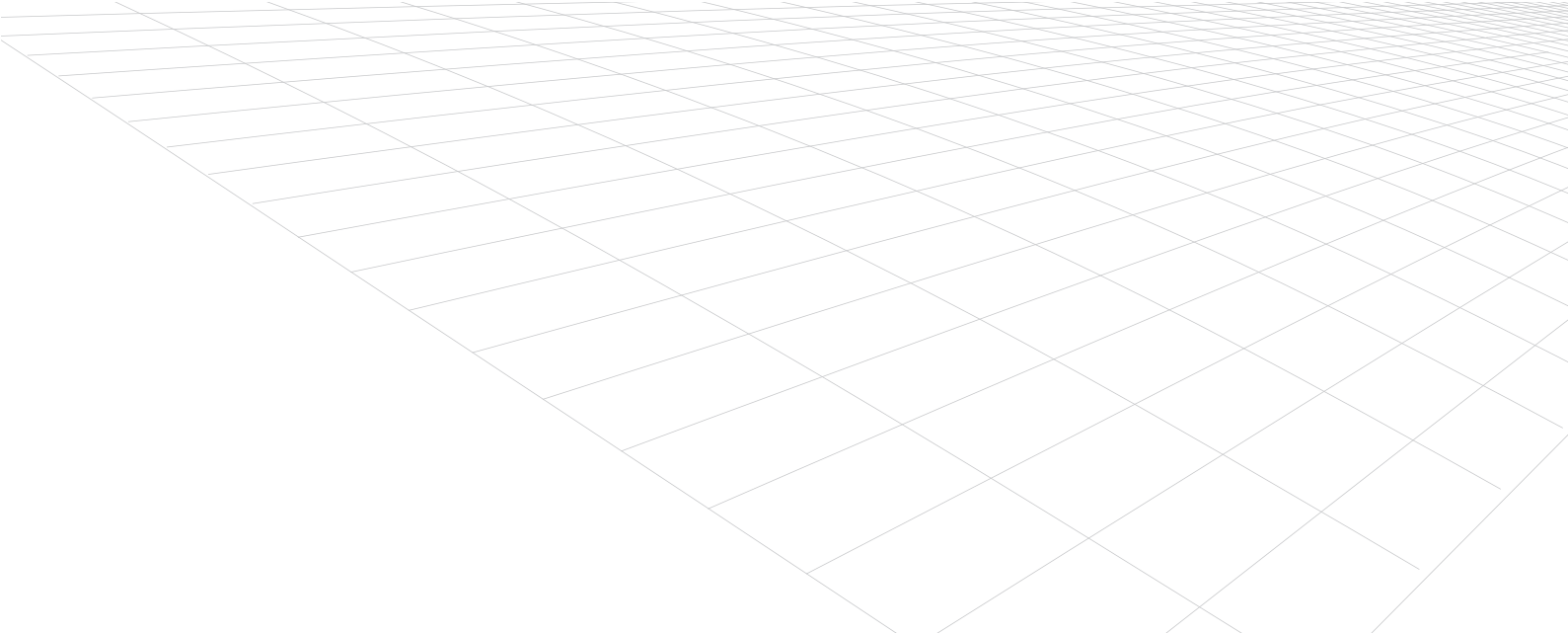
Como resultado de todo o esforço dos atores locais, a Bahia conta hoje com competências empresariais, técnicas e institucionais na área de petróleo e gás que favorecem o desenvolvimento do setor e a coloca entre os três principais estados produtores brasileiros.

Para a manutenção das forças favoráveis cabe ao governo do estado o papel de mobilizar as forças que garantam a continuidade do ciclo virtuoso de desenvolvimento da Cadeia de Petróleo e Gás baiana, com reflexos positivos sobre diversos outros setores da economia.

Cenário ideal

- Taxa média de crescimento do PIB em 5,2% ao ano.
- Dólar cotado a R\$ 2,30.
- Preço do petróleo acima de US\$ 80,00 o barril.
- Brasil é um dos grandes produtores mundiais de petróleo.
- País entre os dez maiores exportadores – em função do desempenho das *commodities*: petróleo, etanol e produtos agrícolas.
- As mudanças no marco regulatório não envolvem a criação de estatal para controle nacional sobre reservas do pré-sal.
- Consumo anual de gás natural no Brasil é superior a 60 bilhões de m³, triplicando os valores de 2008.
- País exporta mão de obra capacitada e qualificada para atuar no setor de P&G para países que estão iniciando a exploração e produção – continente africano.
- Infraestrutura de tancagem, tratamento e refino atende a toda produção dos operadores independentes da Bahia, a partir da mobilização de PPP.
- Produção *onshore* dos operadores independentes na Bahia ultrapassa 10% da produção total do estado.
- Descobertas no pré-sal do litoral baiano e em bacias de novas fronteiras a exemplo de São Francisco, Jequitinhonha e Cumuruxatiba.
- Empresas da cadeia de fornecedores participam de Associação Nacional e ganham Selo “Classe Mundial de Fornecimento de Bens e Serviços para a Cadeia de P&G”.
- Os produtores independentes atuantes no estado da Bahia utilizam tecnologias mais avançadas, de modo a aumentar o fator de recuperação para um patamar médio superior a 60%.
- Cenpes instalado no Tecnovia, com Bahia sendo referência nacional em tecnologia de campos *onshore*.
- Governo da Bahia cria a Secretaria Estadual de Energia e Conselho Estadual de Energia.





6 Por um futuro promissor

Acompanhar o crescimento da economia nos próximos anos de modo a traçar políticas públicas que considerem as ações do empresariado local, já organizado na busca de soluções para problemas básicos relacionados às condições de atuação das empresas, é essencial para garantir a concretização do cenário de referência. Como se sabe, os cenários são exploratórios e as suas ocorrências dependerão das forças que atuam no sentido de torná-los possíveis.

O cenário de referência (mais provável) revela que a Bahia tem condições de posicionar o setor de petróleo e gás estrategicamente, em nível nacional. No entanto, fatores intrínsecos à economia nacional e sob os quais os atores locais têm pouca ou nenhuma influência, principalmente o crescimento do PIB, são divisores de águas. Por isso, acompanhar o crescimento da economia nos tempos de crise, como se dará a sua superação e quais ações executar para reverter os seus efeitos negativos sobre a Cadeia de Petróleo e Gás baiana é imprescindível, sob o risco do cenário mais provável não se concretizar.

Para tanto, algumas proposições levantadas, junto com especialistas, norteiam o processo de construção de uma política pública para o setor.

Uma postura pró-ativa do governo do Estado da Bahia, por exemplo, pode trazer importantes resultados, como: geração de força política para a Bahia se estabelecer na luta por investimentos que nacionalmente estão se definindo no setor de P&G ou correlacionados; instalação de novas refinarias; instalação de terminais de regaseificação; atração de empresas da indústria naval; atração de empreendimentos na área de P&G, adensando a jusante a cadeia petroquímica.



Entre as proposições voltadas para o governo (tanto federal como estadual) podem ser relacionadas:

- Criação de uma estrutura governamental apropriada para tratar com relevância e prioridade necessárias o negócio de petróleo e gás na Bahia e que sirva de canal de interlocução com os demais atores do setor, como a Secretaria Estadual de Energia e o Conselho Estadual de Energia.
- Implantação de programa de incentivos fiscais e tributários para as atividades de exploração e produção de P&G.
- Criação de editais estaduais para o desenvolvimento de tecnologia/ inovação para a cadeia de P&G – como: Pappe Energia, com recursos da Fapesb e do Fundo Setorial CTPetro –, buscando reduzir o tempo para o repasse dos recursos.
- Flexibilização e agilização do processo de licenciamento ambiental de novos projetos, por parte do Instituto do Meio Ambiente (IMA).
- Garantia de operação da Gasene e expansão da malha dutoviária interligada – permitindo o escoamento da produção de gás nas Bacias Jequitinhonha, Camamu-Almada e Cumuruxatiba.
- Expansão da distribuição de gás, seja via gasoduto, seja GNL/GNC para o oeste do estado, como uma ação de interiorização do gás.
- Capacitação do corpo técnico do governo estadual para melhor compreensão do setor P&G.
- Articulação de instituições (Projeto Campo Escola, Petrobras, operadores, governo) para criar infraestrutura de tancagem, tratamento e refino da produção dos pequenos produtores.
- Facilitação do acesso a créditos especiais para o desenvolvimento da indústria P&G, em especial para os produtores independentes.
- Articulação, junto à ANP, para garantir a continuidade do processo de concessão de áreas para exploração e produção em bacias terrestres, em especial de regiões baianas.
- Estimular novas utilizações do gás, inclusive em termoelétricas.
- Investimento em estudos geológicos para melhor conhecimento das bacias de novas fronteiras (São Francisco, Tucano, Jatobá etc.).
- Ampliação das rodadas de licitação de novas áreas exploratórias nas bacias terrestres nordestinas (Parnaíba, São Francisco, Tucano, Jatobá).
- Aumento das fronteiras internacionais em função das descobertas no pré-sal.
- Ampliação da atuação do Prominp para formação nos níveis básico, técnico, tecnólogo, graduação e pós-graduação relacionados ao setor de P&G; e para garantir o aumento do conteúdo local nas aquisições de bens e serviços pelas operadoras.
- Aumento substancial da oferta de campos maduros e marginais, por meio de licitações de áreas pertencentes à ANP.
- Regulamentação do mercado de comercialização de óleo e gás natural produzido pelos pequenos produtores.



No âmbito das Instituições de Ciência e Tecnologia (ICT), foram destacadas as seguintes ações:

- Investimento em pesquisas para desenvolvimento de tecnologias de recuperação avançada tanto para grandes como para pequenos operadores, utilizando recursos do fundo setorial CTPetro.
- Criação de cursos técnicos, graduação e pós-graduação para indústria de P&G e naval que atendam a demanda do mercado, buscando a qualificação da mão de obra e a formação prática.
- Estímulo ao desenvolvimento de novas tecnologias para pré-sal, com redução dos custos.

O posicionamento estratégico empresarial depende fortemente da atuação desses atores. Com isso, algumas medidas reforçam seu papel no desenvolvimento da cadeia de P&G, a saber:

- Melhoria na articulação RLAM e Polo Industrial de Camaçari, buscando equacionar oferta e demanda de matérias-primas.
- Criação de refinarias de pequeno porte com tecnologia que viabilize sua instalação, conhecendo as melhores práticas do segmento.
- Articulação empresarial buscando equacionar a comercialização da produção dos pequenos produtores.
- Devolução de campo sem produção para a ANP, estimulando a produção dos pequenos produtores, em especial dos campos marginais.
- Maior mobilização dos empresários locais para articulação com o governo estadual e federal.
- Intensificação dos investimentos para prospecção de novas descobertas de gás, possibilitando uma melhoria no desempenho da indústria baiana, em especial a petroquímica.
- Desenvolvimento e implantação de programa de qualificação/certificação de fornecedores para segmento de gás.
- Ampliação dos investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação, em parceria com universidades e centros de pesquisa, com foco em novas tecnologias voltadas para aumentar fator de recuperação, substituir importações, gerar maior eficiência no processo produtivo, reduzir custos, automatizar sistemas, melhorar sistema de segurança, entre outros.

É claro que tais medidas não se esgotam, mesmo porque as políticas públicas podem contemplar uma série de assuntos sobre os quais este trabalho não se detém, uma vez que a construção de um planejamento participativo é o melhor caminho. Aqui estão ideias que podem ser traduzidas em primeiros passos para uma maior reflexão conjunta com os atores locais.

Além disso, as instituições de ensino e pesquisa, incluindo o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI)/Bahia, deverão considerar as necessidades atuais, mas também para onde poderá evoluir o setor de petróleo e gás baiano de modo a planejar cursos, carreiras, estágios curriculares, pesquisas e atividades de extensão. Para tal, buscar um vínculo direto com as empresas faz-se imprescindível.



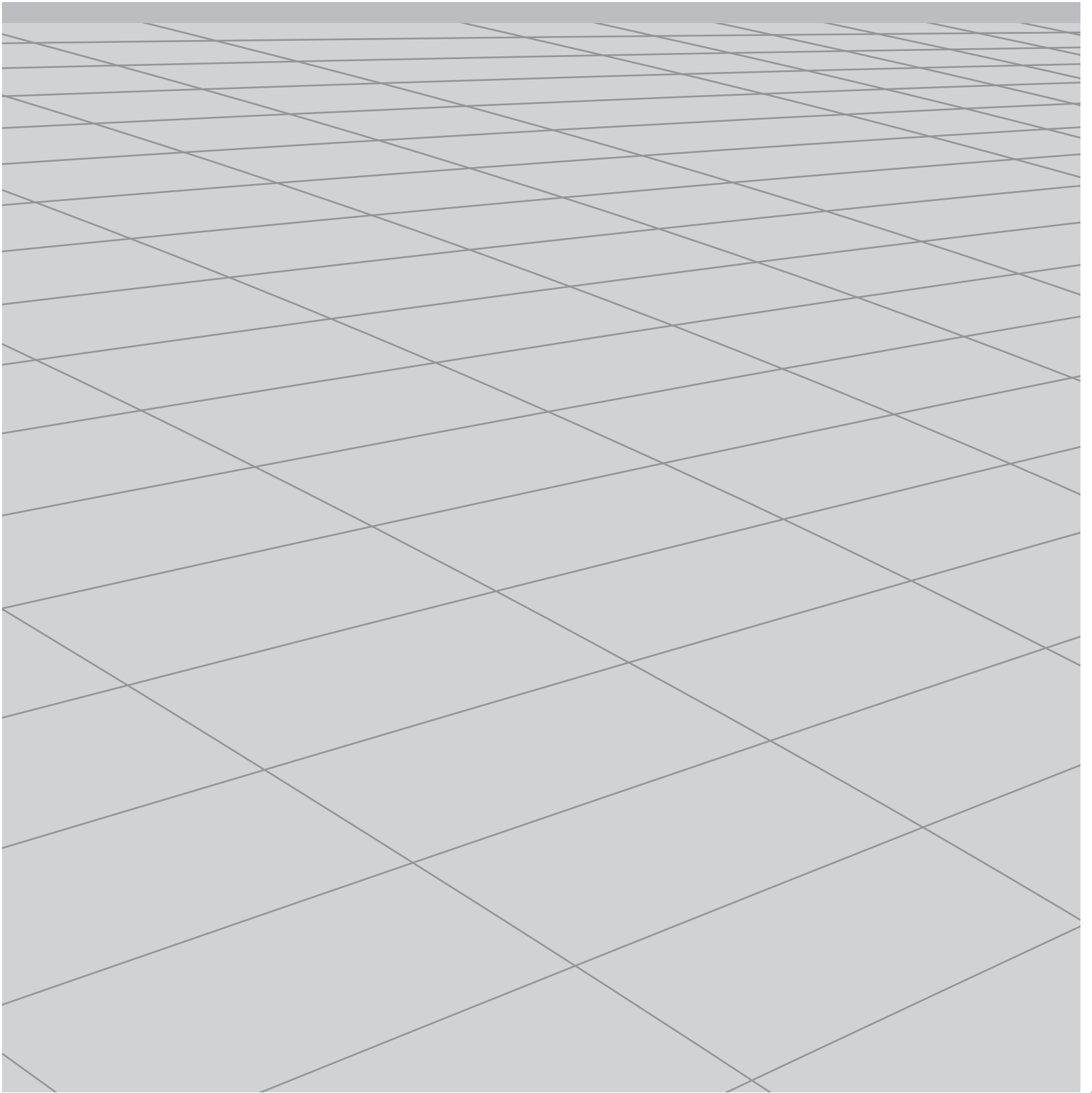
A interação “universidade–empresa” deverá caminhar também para a pesquisa e extensão, de forma que o avanço nas tecnologias de exploração, produção e recuperação favoreçam também as empresas independentes e pequenos produtores. Todavia, cabe destacar a importância da implantação de uma unidade do Cenpes. Sua instalação no Parque Tecnológico de Salvador/BA – Tecnovia deve ser acompanhada pelos atores locais, de modo a garantir sua atuação em prol do setor na Bahia, via redes empresariais, redes de pesquisa e a articulação entre elas, por exemplo.

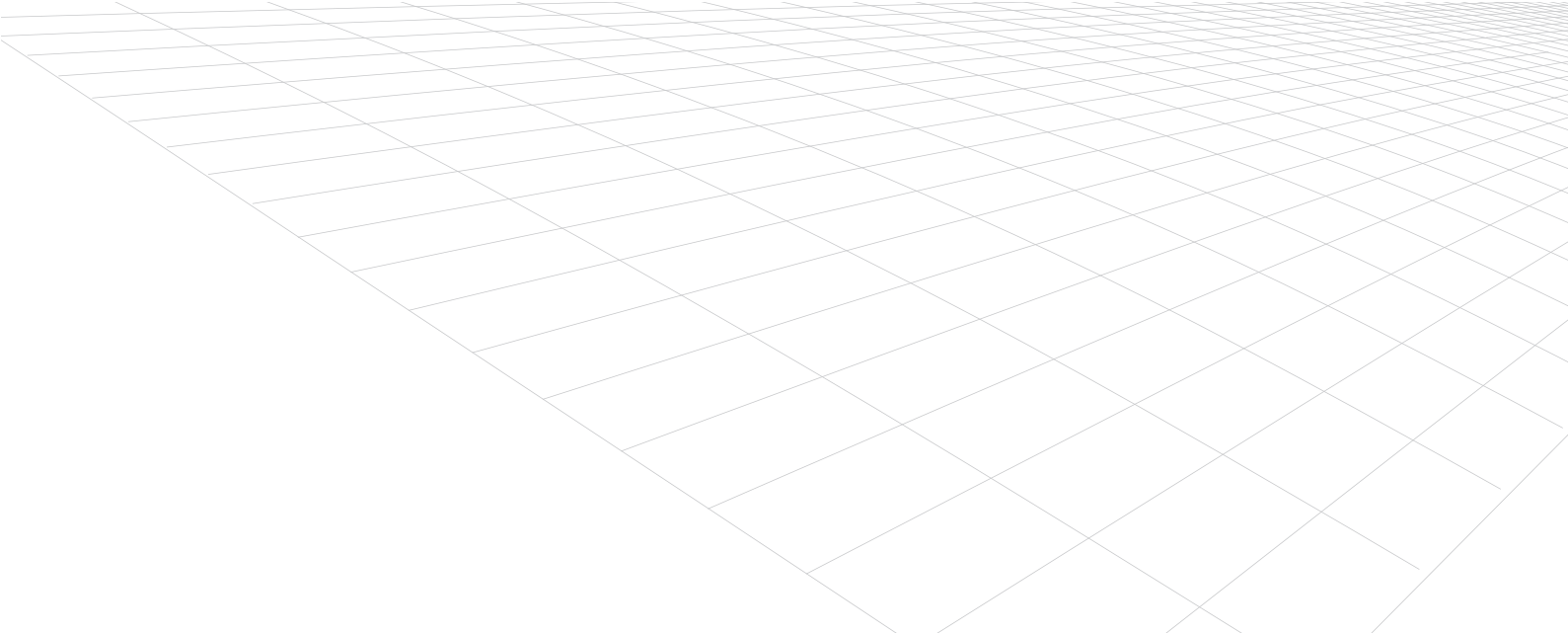
Sobre rede de empresas, há de considerar possíveis parcerias entre Petrobras e produtores independentes, que contribuam para estreitamento de laços e melhoria das condições de atuação destes últimos, muitas vezes dependentes da atuação da Petrobras.

Mobilizar-se é imperativo. Os dados e a expectativa dos especialistas, verificadas na pesquisa, apontam para um cenário promissor. Agora é trabalhar para transformá-lo em realidade.

A Cadeia de Petróleo e Gás baiana, como visto, pode sofrer profunda transformação nos próximos anos. Presenciar um novo estágio no seu desenvolvimento depende, antes de tudo, das ações que serão executadas agora. Nesse sentido, as empresas e as instituições de apoio têm papel crucial: agir no intuito de levar à frente etapas que são premissas para o alcance de um promissor cenário futuro. Isto inclui, no mínimo, uma organização empresarial em prol da causa e do posicionamento do estado frente à cadeia e ao seu impacto no crescimento baiano.

Das forças apresentadas poderão resultar inúmeras ações de política pública ou de estratégias privadas que reforcem e propaguem as variáveis que encurtarão o tempo entre o estágio atual e futuro do desenvolvimento da Cadeia de Petróleo e Gás da Bahia, nas suas etapas de exploração, produção e refino. As proposições apresentadas são primeiros *insights*. O momento atual é de incerteza, com a crise que assustou o mundo no início de 2009. Reduzir as incertezas, planejando com foco nas variáveis sobre as quais a cadeia e petróleo e gás baiana tem influência é primordial.





REFERÊNCIAS

ABASTECIMENTO garantido. **ISTOÉ Online**, São Paulo, n. 5, 24 maio 2006 . Disponível em: <http://terra.com.br/istoe/especiais/petrobras5/abastecimento_garantido.htm>. Acesso em: 15 jul. 2008.

AÇÕES desenvolvidas. Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás (PROMINP). Rio de Janeiro, [20-?]. Disponível em: <<http://www.prominp.com.br/frames.asp?pgdestino=http://www.prominp.com.br/paginadinamica.asp?grupo=836&apresentacao=&publicacao=>>. Acesso em: 15 out. 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **10ª Rodada da ANP com 130 blocos em terra movimenta cerca de R\$ 700 milhões**. Rio de Janeiro, 22 de dezembro de 2008a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/conheca/noticias_int.asp?intCodNoticia=318>. Acesso em: 26 dez. 2008.

_____. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2008**. Rio de Janeiro, 2008b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_2008.asp>. Acesso em: 10 Jul. 2008.

_____. **As Rodadas de Licitações da ANP**. Rio de Janeiro, [20-?]b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/petro/rodadas_de_licitacoes.asp>. Acesso em: 12 dez. 2008.

_____. **Blocos exploratórios sob concessão**. Rio de Janeiro, 2008c. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/dados_estatisticos/Blocos_Exp_Sob_Concessao_06_10_08.pdf>. Acesso em: 20 out. 2008.

_____. **Conteúdo local**. Rio de Janeiro, [20-?]d. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/petro/conteudo_local.asp>. Acesso em: 20 out. 2008.



_____. **Décima rodada de licitações da bacia do recôncavo.** In: SEMINÁRIO TÉCNICO-AMBIENTAL DA DÉCIMA RODADA. Rio de Janeiro, p. 62, 15 out. 2008d. Disponível em: <[http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/seminarios/STA_9-Bacia%20do%20Recôncavo%20\(português\).pdf](http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/seminarios/STA_9-Bacia%20do%20Recôncavo%20(português).pdf)>. Acesso em: 26 dez. 2008.

_____. **Declarações de comercialidade.** Rio de Janeiro, [1999-2008]. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/petro/declara_comer.asp>. Acesso em: 20 out. 2008.

_____. **Glossário ANP.** Rio de Janeiro, [20-?]a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/glossario/index.asp?strAlpha=R>>. Acesso em: 10 jul. 2008.

_____. **Investimentos em P&D/PRH-ANP.** Rio de Janeiro, [20-?]e. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/CTC/index.asp>>. Acesso em: 12 set. 2008.

_____. **Lista de concessões.** Rio de Janeiro, [1998-2008]. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/petro/lista_concessoes.asp>. Acesso em: 10 jul. 2008.

_____. **Principais bacias sedimentares da Bahia.** Figura. Rio de Janeiro, 2008g.

_____. **Produção dos campos produtores na plataforma continental para apuração dos royalties:** mês de crédito: julho de 2008. Rio de Janeiro, 2008f. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/calculo/2008/julho/Producao_campos_mar_jul08.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2008.

_____. **Produção dos campos produtores terrestres para apuração dos royalties:** mês de crédito: julho de 2008. Rio de Janeiro, 2008e. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/calculo/2008/julho/Producao_campos_terra_jul08.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2008.

_____. **Produção nacional de gás natural (10³ m³).** Rio de Janeiro, [2000-2008]b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/dados_estatisticos/Producao_de_Gas_Natural_m3.xls>. Acesso em: 03 set. 2008.

_____. **Produção nacional de petróleo e LGN (barris).** Rio de Janeiro, [2000-2008]a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/dados_estatisticos/Producao_de_Petroleo-b.xls>. Acesso em: 10 set. 2008.

_____. **Resolução de diretoria:** Cancelamento de contrato de concessão de área inativa com acumulação marginal - Rio Una. Rio de Janeiro, 28 dez. 2007. Disponível em: <[http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/atas/2007/reuni%C3%A3o%20n%C2%BA%20459%20-%2028.12.2007/rd806%2br459%2b2007.xml?f=templates\\$fn=document-frameset.htm\\$q=%20%22sinalmig%22\\$x=Advanced#LPHit1](http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/atas/2007/reuni%C3%A3o%20n%C2%BA%20459%20-%2028.12.2007/rd806%2br459%2b2007.xml?f=templates$fn=document-frameset.htm$q=%20%22sinalmig%22$x=Advanced#LPHit1)>. Acesso em: 25 jul. 2008.

_____. **Resultados 7ª rodada de licitações:** áreas inativas com acumulação marginal. Rio de Janeiro, 2005. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round7/resultados/resultados_CM.asp>. Acesso em: 25 jul. 2008.

_____. **Resumo das rodadas realizadas.** Rio de Janeiro, [20-?]c. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues_topo/resumo_geral.asp#>. Acesso em: 12 dez. 2008.

ALVAREZ, Graciela. Indústria naval terá investimento de R\$1,5 bi na Bahia. **Correio da Bahia**, Salvador, 07 maio 2008. Disponível em: <http://www.newslog.com.br/site/default.asp?TroncolD=907492&SecaoID=508074&SubsecaoID=538090&Template=../artigosnoticias/user_exibir.asp&ID=611721&Titulo=Ind%FAstria%20naval%20ter%E1%20investimento%20de%20R%241%2C5%20bi%20na%20Bahia>. Acesso em: 07 maio 2008.



ASLAM, Abdi. EUA prevê mais consumo e mais emissões. **IPS**, Washington, 27 de junho de 2008. Disponível em: <<http://www.mwgloba1.org/ipsbrasil.net/nota.php?idnews=3915>>. Acesso em: 13 ago. 2008.

AS NOVAS fronteiras da energia. Revista *Época*. São Paulo, p. 5-18, 11 ago. 2008.

ASSOCIAÇÃO DAS EMPRESAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EXTRAÍDOS DE CAMPOS MARGINAIS DO BRASIL (APPOM). **APPOM**. [20-?]. Disponível em: <<http://www.appom.org.br/aappom.html>>. Acesso em: 26 ago. 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PRODUTORES INDEPENDENTES DE PETRÓLEO (ABPIP). **Associação**. [20-?]. Disponível em: http://www.abpip.com.br/wiki/index.php?title=A_Associa%C3%A7%C3%A3o. Acesso em: 26 nov. 2008.

BACOCOLI, G. Pré-sal: uma longa história. Artigos. **Folha de S. Paulo**. São Paulo, 09 set. 2008.

BAHIA (Estado). Decreto nº 11.183, de 21 de agosto de 2008. Dispõe sobre benefícios fiscais em operações com bens ou mercadorias destinadas às atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo e gás natural. Diário Oficial da Bahia, Salvador, BA, 22 ago. 2008b. Disponível em: <[http://www2.casacivil.ba.gov.br/NXT/gateway.dll/legsegov/decnum/decnum2008/decnum2008ago/decn200811183.xml?fn=document-frameset.htm\\$f=templates\\$3.0](http://www2.casacivil.ba.gov.br/NXT/gateway.dll/legsegov/decnum/decnum2008/decnum2008ago/decn200811183.xml?fn=document-frameset.htm$f=templates$3.0)>. Acesso em: 10 out. 2008.

_____. Secretaria de Ciência, Tecnologia e Inovação do Estado da Bahia. **Diagnóstico de suprimento dos segmentos de exploração, produção, refino e transporte de petróleo e gás natural na Bahia**. Salvador: Étera Consultoria e Projetos Editoriais, 2006a. 234 p.

_____. Secretaria de Infra-Estrutura. Coordenação de Desenvolvimento Energético. **Balanco energético da Bahia 2007**: série 1990-2006. Salvador: CODEN, 2007, 110p. Disponível em: <http://www.seinfra.ba.gov.br/supec/Balanco_2008/Versão%20Preliminar_Internet/Versão%20Preliminar_Completa/BEEBA_2007_VP.pdf>. Acesso em: 12 set. 2008.

BAHIA: berço de ouro. **ISTO É Online**, São Paulo, n. 2, 03 de março de 2006b. Disponível em: <http://www.terra.com.br/istoe/especiais/petrobras2/bahia_berco_de_ouro.htm>. Acesso em: 18 jul. 2008.

BAHIA exporta gás natural para outros estados do Nordeste. **Agência Petrobras de Notícias**, Rio de Janeiro, 14 jul. 2008a. Disponível em: <http://www.agenciapetrobrasdenoticias.com.br/materia.asp?id_editoria=8&id_noticia=5205>. Acesso em: 18 jul. 2008.

BORGES, Adelmo. Setor de petróleo e gás terá US\$ 100 milhões em investimento na Bahia. **Agência Sebrae de Notícias BA**, Salvador, 03 de abril de 2008. Disponível em: <<http://www.ba.agenciasebrae.com.br/noticia.kmf?cod=7701622&canal=417>>. Acesso em: 22 jul. 2008.

BORGES, Cleber. Prejuízo nos portos. **Bahia Indústria**, Salvador, n. 184, p. 16-21, maio 2008.

_____. Convênio ICMS 58/99. Autoriza os Estados e o Distrito Federal a conceder isenção ou redução da base de cálculo do ICMS incidente no desembaraço aduaneiro de mercadoria ou bem importado sob o Regime Especial de Admissão Temporária. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 28 out. 1999. Disponível em: <http://www.fazenda.gov.br/confaz/confaz/Convenios/ICMS/1999/CV058_99.htm>. Acesso em: 05 jul. 2008.

_____. Convênio ICMS 130, de 27 de novembro de 2007. Dispõe sobre a isenção e redução de base de cálculo do ICMS em operação com bens ou mercadorias destinadas às atividades de pesquisa, exploração ou produção de



petróleo e gás natural. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 28 nov. 2007. Disponível em: <http://www.fazenda.gov.br/confaz/confaz/Convenios/ICMS/2007/cv130_07.htm>. Acesso em: 05 jul. 2008.

_____. Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 29 dez. 1989. Disponível em: <[http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/leis/1989/lei%207.990%20-%201989.xml?f=templates\\$fn=default.htm&sync=1&vid=anp:10.1048/enu](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/leis/1989/lei%207.990%20-%201989.xml?f=templates$fn=default.htm&sync=1&vid=anp:10.1048/enu)>. Acesso em: 05 jul. 2008.

_____. Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 07 ago. 1997. Disponível em: <[http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/leis/1997/lei%209.478%20-%201997.xml?f=templates\\$fn=default.htm&sync=1&vid=anp:10.1048/enu](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/leis/1997/lei%209.478%20-%201997.xml?f=templates$fn=default.htm&sync=1&vid=anp:10.1048/enu)>. Acesso em: 05 jul. 2008.

_____. Ministério da Ciência e Tecnologia. Financiadora de Estudos e Projetos. **CT-Petro – Fundo Setorial do Petróleo e Gás Natural**. Rio de Janeiro, [20-?]. Disponível em: <http://www.finep.gov.br/fundos_setoriais/ct_petro/ct_petro_ini.asp>. Acesso em: 02 set. 2008.

BRASIL. Ministério da Fazenda. Conselho Nacional de Política Fazendária. Comissão Técnica Permanente do ICMS (COTEPE/ICMS). **Boletim do ICMS: Arrecadação Específica – Petróleo, Combustível e Lubrificantes – Valores Correntes – 2007**. [2008]. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/confaz/boletim/>>. Acesso em: 08 set. 2008.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Balanco energético nacional 2008: resultados preliminares [ano base 2007]**. Rio de Janeiro, 2008b. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados_Pre_BEN_2008.pdf>. Acesso em: 15 set. 2008.

_____. Cana-de-açúcar confirmada como segunda fonte primária de energia no Brasil. **Informativo BEN – resultado final 2008**. Rio de Janeiro, set. 2008a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/Estudos_13/Informativo%20BEN%20-%20Resultado%20final%202008.pdf>. Acesso em: 21 out. 2008.

BRASIL Energia. Bacias petrolíferas no Estado da Bahia. Rio de Janeiro, 2008. 1 mapa, color. Escala: 1 : 1.100.000.

BRITISH PETROLEUM. **BP statistical review of World Energy June 2008**. Londres, 2008a. Disponível em: <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/downloads/spreadsheets/statistical_review_full_report_workbook_2008.xls>. Acesso em: 10 jul. 2008.

CARVALHO, Pedro. Descobertas elevam produção baiana de petróleo. **Correio da Bahia**, Bahia, 05 de julho de 2008. Disponível em: <<http://asn.interjornal.com.br/noticia.kmf?noticia=4886144&canal=36>> Acesso em: 18 Jul. 2008.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – CGEE. **Estudos, análises e avaliações – métodos e técnicas**. (2009a) Disponível em <http://www.cgee.org.br/prospeccao/index.php?operacao=Exibir&serv=textos/topicos/texto_exib&tto_id=4&tex_id=1>. Acesso em 20/03/2009.

_____. **Estudos, análises e avaliações – definições clássicas**. (2009b) Disponível em <http://www.cgee.org.br/prospeccao/index.php?operacao=Exibir&serv=textos/topicos/texto_exib&tto_id=2&tex_id=1>. Acesso em 20/03/2009.



COMPERJ, o principal empreendimento individual da Petrobras. **Agência Petrobras de notícias**, Rio de Janeiro, 12 de setembro de 2008. Disponível em: <http://www.agenciapetrobrasdenoticias.com.br/materia.asp?id_editoria=35&id_noticia=5470>. Acesso em: 15 Set. 2008.

COSTA, Paulo Roberto. Panorama of the petrochemical: refining integration at petrobras. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2008, Rio de Janeiro. **[Slides]**. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/RioOilGas_2008_PauloRoberto.pdf>. Acesso em: 23 nov. 2008.

CRESCER a produção de Petróleo no Brasil. **TN PETRÓLEO**, Rio de Janeiro, n. 57, p. 6-11, nov./dez. 2007. Disponível em: <www.tnpetroleo.com.br/download.php?revista/download/i/3/nome/9360731a034285f5cc6201b010091a21.pdf>. Acesso em: 26 ago. 2008.

EMPRESA diz que vai investir R\$ 125 mi nos portos da Bahia. **Jornal da Mídia**, Salvador, 25 mar. 2008. Disponível em: <http://www.jornaldamidia.com.br/noticias/2008/03/25/Bahia/Empresa_diz_que_vai_investir_R_12.shtml>. Acesso em: 13 set. 2008.

ENERGIA e comunicações geram R\$150 bi. **Jornal Correio da Bahia**, 28 abr. 2008. Disponível em: <http://www.seinfra.ba.gov.br/exibe_noticia_banco.asp?id_noticia=4796>. Acesso em: 15 maio 2008.

ESPECIAL manati. **A Tarde**, Salvador, [2006]. Disponível em: <<http://www3.atarde.com.br/especiais/manati/index.html>>. Acesso em: 18 jul. 2008.

FERNANDES FILHO, José Augusto. O grupo Queiroz Galvão. In: CAFÉ EM REDE - ABRIL/2008, 2008, Salvador. **[Slides]**.

FREITAS, Tatiana. Greve pode reduzir produção da Petrobras em Campos. Agência Estado. São Paulo, 12 de julho de 2008. Disponível em: <http://www.estadao.com.br/economia/not_eco204909,0.htm>. Acesso em: 18 jul. 2008.

FONSECA, Jonas. (Coord.). **Relatório Final-Projeto Ind. P&G-20**: programa de mobilização da indústria nacional de petróleo e gás (PROMINP): criação de incentivos para estimular investimentos de pequenas e médias operadoras na exploração e produção em bacias terrestres. [200-] Disponível em: <http://www.prominp.com.br/objects/files/2007-06/1721_Relatório%20Final%20do%20Projeto%20IND%20P&G-20_Rev0.pdf>. Acesso em: 15 set. 2008.

GODET M. **Manual de prospective stratégique**. Dunod, Paris, 1997.

GUIMARÃES, Paulo. E&P em terra: perspectivas. In: PALESTRA PARA O COMITÊ DE PETRÓLEO E GÁS DA FIEB. Salvador, 28 de julho de 2008. **[Slides]**.

HISTÓRIA do Petróleo no Brasil. Ceará: Sindipetro, [20-?]. Disponível em: <http://www.sindipetro-ce.org.br/petroleo/no_brasil/detalhe.php?cdl=102>. Acesso em: 20 jun. 2008.

HISTÓRIA pioneira. **Revista RLAM 50 anos**. São Francisco do Conde, BA, [2000], p. 08 a 13.

IBAMA quer descentralizar concessão de licenças. **Gazeta Mercantil**, Rio de Janeiro, Caderno A, p. 4, 29 set. 2008. Disponível em: <<http://indexet.gazetamercantil.com.br/arquivo/2008/09/29/258/lbama-quer-descentralizar-concessao-de-licencas.html>>. Acesso em: 02 out. 2008.



IBP: mudança em regras do petróleo podem afetar empresas. **Reuters News**, 23 jul. 2008. Disponível em: <http://br.invertia.com/noticias/noticia.aspx?idNoticia=200807231838_RTR_1216838301nB1014943>. Acesso em: 24 jul. 2008.

INTERNATIONAL MONETARY FUND. **Crude Oil (petroleum); Dated Brent Monthly Price**. [2004-2009]a. Disponível em: <<http://indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-brent&months=60>>. Acesso em: 16 mar. 2009.

_____. **Crude Oil (petroleum); West Texas Intermediate Monthly Price**. [2004-2009]b. Disponível em: <<http://indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-west-texas-intermediate&months=60>>. Acesso em: 16 mar. 2009.

LORENZI, Sabrina. Campo Jandaia é comercial, diz a Petrobras. **Gazeta Mercantil**. Rio de Janeiro, Caderno A, p. 6, 10 de fevereiro de 2005. Disponível em: <<http://infoener.iee.usp.br/infoener/hemeroteca/imagens/85641.htm>>. Acesso em: 18 jul. 2008.

LUCCHESI, Celso Fernando. Petróleo. **Revista Estudos Avançados**, n. 33, maio-ago. 1998.

LUNA, Denise. Após pré-sal, PETROBRAS aposta em Jequitinhonha. **Reuters/Brasil Online**, Rio de Janeiro, 03 jun. 2008. Disponível em: <http://oglobo.globo.com/economia/mat/2008/06/03/apos_pre-sal_petrobras_aposta_em_jequitinhonha-546632127.asp>. Acesso em: 10 Jul. 2008.

MACIEL, Felipe. Índícios de óleo em Campos e Camamu. **Energia Hoje**, Rio de Janeiro, 29 set. 2008. Disponível em: <<http://www.energiahoje.com/pops/materia.php?id=366578>>. Acesso em: 30 set. 2008.

MACROPLAN Prospectiva & Estratégia. **Visão de futuro do setor de óleo & gás do Brasil**: horizonte 2010: cenários exploratórios e normativo focalizados no setor de óleo & gás. Nota Técnica NT01, Projeto CTPETRO - Tendências Tecnológicas, Rio de Janeiro, jun. 2002.

MAIA FILHO, José Pacheco. Bahia amplia produção de gás e prevê exportar excedente. **Gazeta Mercantil**, São Paulo, Caderno C, p. 5, 21 jul. 2008. Disponível em: <<http://indexet.gazetamercantil.com.br/arquivo/2008/07/21/40/Bahia-amplia-producao-de-gas-e-preve-exportar-excedente.html>>. Acesso em: 22 jul. 2008.

MANGUINHOS Refinaria. **Dados históricos**. Rio de Janeiro, [20-?]. Disponível em: <<http://www.manguinhosrefinaria.com.br/index.jsp?item=manguinhos.quemsomos-hist>>. Acesso em: 25 nov. 2008.

MARINHA do Brasil inaugura laboratório para pesquisas oceanográficas com apoio da Petrobras. **Portal Fator Brasil**, Rio de Janeiro, 17 jul. 2008. Disponível em: <http://www.revistafatorbrasil.com.br/ver_noticia.php?not=45711>. Acesso em: 17 jul. 2008.

MARTINS, Cristiano de Almeida. **Introdução da concorrência e barreiras à entrada na atividade de refino de petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, 2003. Dissertação de Mestrado em Economia. - Disponível em: <http://www.gee.ie.ufrj.br/publicacoes/pdf/2004_intro_concorrenca.pdf>. Acesso em 02/03/2009.

MATTOS, W. R.; Fraga Filho, W; Assis, N.R.; Santana, C.A. **Uma luz na noite do Brasil**: Refinaria Landulpho Alves: 50 anos de história. Salvador: Solisluna Design e Editora, 2000.



MELLO, Mônica. De vento em popa. **Bahia Indústria**, Salvador, n. 187, p. 16-21, ago. 2008.

MELLONI, Eugênio. Desafio maior é logística de transporte dos pontos de produção ao consumo. **Valor Econômico**, São Paulo, 22 de outubro de 2008. Disponível em: <http://www.portosenavios.com.br/noticia_rss.php?noticia=29106>. Acesso em: 22 out. 2008.

MILLANI, E.J., BRANDÃO, J.A.S.L., ZALÁN, P.V. & GAMBOA, L.A.P. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Revista Brasileira de Geofísica**, São Paulo, v. 18, n.3, 2000. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0102-261X2000000300012&script=sci_arttext>. Acesso em: 10 jun. 2008.

NOVAS fronteiras exploratórias. **Agência Petrobras de Notícias**, Rio de Janeiro, [2008]. Disponível em: <http://www.agenciapetrobrasdenoticias.com.br/upload/apresentacoes/apresentacao_tb7GCQjR0a.pdf>. Acesso em: 27 Ago. 2008.

OLIVEIRA, Adilson de; ROCHA, Frederico. **Estudo da competitividade da indústria brasileira de bens e serviços do setor de P&G**. Conclusões e recomendações de política. Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás (PROMINP). [200-]. Disponível em: <http://www.prominp.com.br/objects/files/2009-04/2416_IND-P&G-28%20-%20Estudo%20Competitividade%20da%20Indústria%20Nacional.zip>. Acesso em: 15 set. 2008.

OLIVEIRA, D. P. R. **Estratégia empresarial e vantagem competitiva**: como estabelecer, implementar e avaliar. São Paulo: Atlas, 2001.

OLIVEIRA, Nielmar de. Petrobras inicia produção na região do pré-sal. **Agência Brasil**, Vitória, ES, 02 set. 2008. Disponível em: <<http://www.agenciabrasil.gov.br/noticias/2008/09/02/materia.2008-09-02.0976396046/view>>. Acesso em: 02 Set. 2008.

ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES (OPEC). **About us**. [2009]. Disponível em: <http://www.opec.org/aboutus/>. Acesso em: 26 fev. 2009.

PAMPLONA, Nicolas. Começam testes na camada do pré-sal. **O Estado de S. Paulo**. São Paulo, 24 ago. 2008c. Disponível em: <http://www.estadao.com.br/estadaodehoje/20080824/not_imp229776,0.php>. Acessado em: 01 Set.2008.

_____. País fecha semestre como importador de petróleo, aponta ANP. **O Estado de S. Paulo**, Rio de Janeiro, 19 de agosto de 2008a. Disponível em: <http://www.estadao.com.br/economia/not_eco226888,0.htm>. Acesso em: 20 ago. 2008.

_____. Petrobras: País produz mais petróleo do que consome. Agência Estado, Rio de Janeiro, 07 de julho de 2008b. Disponível em: <http://www.estadao.com.br/economia/not_eco201981,0.htm> Acesso em: 18 jul. 2008.

PERUZZOLLO, Cosme et al. Os desafios do pré-sal. **BOLETIM SBGf**, Rio de Janeiro, n°.1, 2008. Publicação da Sociedade Brasileira de Geofísica. Disponível em: <http://www.sbgf.org.br/publicacoes/boletins/boletim1_2008.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2008.

PETROBRAS celebra parceria com a UFBA para implantar Redes Temáticas no Estado. **Oportal.org**, 25 de maio de 2006b. Disponível em: <<http://www.oportal.org/article945.html>>. Acesso em: 12 set. 2008.

_____. A Petrobras. **Espaço Conhecer Petrobras**, Rio de Janeiro, [20-?]c. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/espacoconhecer/APetrobras/apresentacao.asp>>. Acesso em: 18 jul. 2008.



_____. **Áreas de concessões da Petrobras:** exploração e produto. Rio de Janeiro, 2008b. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/ri/port/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/ContratosOperacionais.asp>>. Acesso em: 23 jul. 2008.

_____. **Comperj – Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro.** Rio de Janeiro, 2008d. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/petrobras/portugues/comperj.asp>>. Acesso em: 23 nov. 2008.

_____. **Engenharia da PETROBRAS 1972-2005:** ontem, hoje e amanhã construindo uma história. Rio de Janeiro, 2006a, 420 p.

_____. História do Petróleo no Brasil. **Espaço Conhecer Petrobras**, Rio de Janeiro, [20-?]b. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/espacoconhecer/HistoriaPetroleo/apresentacao.asp>>. Acesso em: 18 jul. 2008.

_____. **Início de produção na camada do pré-sal.** Rio de Janeiro, 2008a. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/spic/bco_arq/InicioProduçãoPré-sal-Port.pdf>. Acessado em 02 Set. 2008.

_____. **Petrobras at a Glance.** 2009a. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/UBS_Pactual_10th_Annual_CEO_Conference.pdf>. Acesso em: 07 abr. 2009.

_____. **Petróleo.** Rio de Janeiro, [2008]a. Disponível em: <<http://www.sankenmetais.com.br/Noticias.asp?ID=214>>. Acesso em: 23 jul. 2008.

_____. **Plano de negócios 2007-2011.** Salvador, 28 jul. 2006c. Apresentação em power point do Sr. José Sergio Gabrielli, presidente da Petrobras, no auditório da FIEB.

_____. **Plano de negócios 2008-2012.** Minas Gerais, 17 out. 2007. Disponível em: <http://www.petroquisa.com.br/objects/files/2007-10/774_apresentacao_2020.pdf>. Acesso em: 12 set. 2008.

_____. **Plano de negócios 2009-2013.** Rio de Janeiro, 2009b. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ConhecaPetrobras/EstrategiaCorporativa/pdf/PN_2009-2013_Port.pdf>. Acesso em: 26 fev. 2009.

_____. **Refinarias Petrobras.** Rio de Janeiro, mar. 2008c. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/minisite/refinarias/portugues/capacidade/capacidade2007.asp?menuano=capacidade>>. Acesso em 02 Set. 2008.

_____. **Refinarias Petrobras – FAFEN.** Rio de Janeiro, [20-?]d. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/minisite/refinarias/portugues/refinarias/i_fafen.asp>. Acesso em 02 Set. 2008.

_____. **Refinarias Petrobras – RLAM.** Rio de Janeiro, [20-?]e. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/minisite/refinarias/portugues/refinarias/rlam.asp>>. Acesso em 02 Set. 2008.

_____. In: PÓLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS. [2008]b. **[Slides]**. Disponível em: <http://www.dep.fem.unicamp.br/arquivos/pre-sal_IBP.pdf>. Acesso em: 26 out. 2008.

_____. Sobre o Gás Natural. **Espaço Conhecer Petrobras**, Rio de Janeiro, [20-?]. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/espacoconhecer/SobreGas/apresentacao.asp>>. Acesso em: 18 jul. 2008.



_____. Sobre o Petróleo. **Espaço Conhecer Petrobras**, Rio de Janeiro, [20-?]a. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/espacoconhecer/sobrepetroleo/apresentacao.asp>>. Acesso em: 18 jul. 2008.

_____. **Tecnologia - Centro de Pesquisas da Petrobras**. Rio de Janeiro, [20-?]f. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/portugues/ads/ads_Tecnologia.html>. Acesso em: 11 jul. 2008.

PETRÓLEO de países de fora da Opep não é suficiente, dizem EUA. **Efe**, Washington, 25 jun. 2008. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u416069.shtml>>. Acesso em: 12 ago. 2008.

PINTO JUNIOR, Alípio Ferreira; LÁZARO, Lucia. **Redes Temáticas**. [Slides]. [20-?].

PLANO Nacional de Qualificação Profissional do Prominp. **Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp)**. [20-?]. Disponível em: <<http://www.prominp.com.br/paginadinamica.asp?grupo=897>>. Acesso em: 02 out. 2008.

PORTOS baianos não seguem ritmo da economia estadual. *Gazeta Mercantil*, Salvador, Caderno C, p. 2, 11 mar. 2008. Disponível em: <<http://indexet.gazetamercantil.com.br/arquivo/2008/03/11/295/Portos-baianos-nao-seguem-ritmo-da-economia-estadual.html>>. Acesso em: 13 set. 2008.

PRODUÇÃO de petróleo e gás natural da Petrobras Junho de 2008 por estado e por país. **Agência Petrobras de Notícias**, Rio de Janeiro, [2008]. Disponível em: <http://www.agenciapetrobrasdenoticias.com.br/upload/apresentacoes/apresentacao_E84ueTpiZB.pdf>. Acesso em: 10 Jul. 2008.

RAPPEL, Eduardo. **Perspectivas favoráveis ao desenvolvimento da indústria de construção naval de grande porte na Bahia**. Salvador, jun. 2008.

REDEPETRO Bahia. **Apresentação**. Salvador, [20-?]a. Disponível em: <<http://www.redepetrobahia.com.br/home.php?page=apresentacao>>. Acesso em: 27 ago. 2008.

_____. **Empresas associadas**. Salvador, [20-?]b. Disponível em: <http://www.redepetrobahia.com.br/home.php?page=afiliadas_inc>. Acesso em: 27 ago. 2008.

REFINARIA de Manguinhos: A volta com biodiesel. **Monitor Mercantil Digital**, 16 mar. 2006. Disponível em: <<http://www.biodieselbr.com/noticias/biodiesel/refinaria-de-manguinhos-a-volta-com-biodiesel-16-03-06.htm>>. Acesso em: 15 Set. 2008.

REFINARIA Landulpho Alves: Investimentos RLAM 2008-2011. In: CAFÉ EM REDE – JULHO/2008, 2008, Salvador. Disponível em: <<http://www.redepetrobahia.com.br/admin753/upload/13208906.ppt>> Acesso em: 09 ago. 2008.

REFINARIAS - Ampliação e Modernização. **Agência Petrobras de Notícias**, Rio de Janeiro, 12 set. 2008. Disponível em: <http://www.agenciapetrobrasdenoticias.com.br/materia.asp?id_editoria=35&id_noticia=5477>. Acesso em: 15 Set. 2008.

RESERVAS da nova estatal de petróleo podem chegar a 12 bilhões de barris. **Agência Estado**, 15 ago. 2008b. Disponível em: <http://g1.globo.com/Noticias/Economia_Negocios/0,,MUL724734-9356,00.html>. Acesso em: 15 ago. 2008.

RESERVAS na camada pré-sal podem estar ligadas, diz Petrobras. **Folha Online**, 01 jul. 2008a. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u418110.shtml>>. Acesso em: 18 jul. 2008.



RODRIGUEZ, M.R., COLETA JUNIOR, O. & SUSLICK, S.B. Os processos de licitação de áreas exploratórias e áreas inativas com acumulações marginais no Brasil. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 38, n. 2 – Suplemento: Geologia e Exploração de Petróleo, jun. 2008. Disponível em: <<http://ojs.c3sl.ufpr.br/ojs2/index.php/rbg/article/view/13019/8803>>. Acesso em: 10 ago. 2008.

ROSAS, Rafael. Produção de petróleo da Petrobras no país bate recorde em janeiro. **Valor Online**, Rio de Janeiro, 17 fev. 2009. Disponível em: <<http://www.valoronline.com.br/ValorOnLine/MateriaCompleta.aspx?tit=Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20petr%C3%B3leo%20da%20Petrobras%20no%20pa%C3%ADs%20bate%20recorde%20em%20janeiro&dtMateria=17%2002%202009&codMateria=5422146&codCategoria=187>>. Acesso em: 18 fev. 2009.

SALOMÃO, Alexa. Do petróleo ao biocombustível: Como o presidente da Petrobras pretende transformá-la num gigante da energia. **Época**, São Paulo, n. 485, 01 set. 2007. Disponível em: <<http://revistaepoca.globo.com/Revista/Epoca/0,,EDG78826-9556-485,00-DO+PETROLEO+AO+BIOCOMBUSTIVEL.html>>. Acesso em: 10 jul. 2008.

SANTOS JÚNIOR, Anabal. **Produção de petróleo e gás natural em campos com acumulação marginal no Brasil**: uma visão pragmática. 2006. 153f. Dissertação (Mestrado de Regulação da Indústria de Energia) – Universidade Salvador, Salvador, 2006.

SCHIOZER, Rafael Felipe. **Um modelo de alívio de royalties para campos maduros de petróleo**. 2002. 85f. Dissertação (Mestrado de Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

SEBRAE e Petrobras lançam Rede Petro Bahia. **Jornal da Mídia**, Salvador, 25 de maio de 2006. Disponível em: <http://www.jornaldamidia.com.br/noticias/2006/05/25/Bahia_Nacional/Sebrae_e_Petrobras_lancam_Rede_Pe.shtml>. Acesso em: 27 ago. 2008.

SEVERO, Rivadavia. CNI projeta queda de 2,8% no PIB industrial. *Gazeta Mercantil*, Brasília, Caderno A, p. 5, 27 mar. 2009. Disponível em: <<http://indexet.gazetamercantil.com.br/arquivo/2009/03/27/485/CNI-projeta-queda-de-2,8-no-PIB-industrial.html>>. Acesso em: 30 mar. 2009.

SIQUEIRA, Cláudia. Quanto mais longe, melhor. **Energia Hoje**, Rio de Janeiro, 01 dez. 2001. Disponível em: <<http://www.energiahoje.com/pops/materia.php?id=361833>>. Acesso em: 18 jul. 2008.

TEIXEIRA, Francisco; GUERRA, Oswaldo. A competitividade na cadeia de suprimento da indústria de petróleo no Brasil. **Revista de Economia Contemporânea**, Rio de Janeiro: Instituto de Economia – UFRJ, v. 7, n. 2, p. 263-288, jul./dez. 2003.

TORRES, Jony. Novo poço de petróleo é descoberto no Recôncavo. **Correio da Bahia**, 15 mar. 2008. Disponível em: <http://www.starfish-oilgas.com.br/port/noticias/008_2008_03_15.html>. Acesso em: 15 jul. 2008.

UNICAMP - Departamento de Engenharia de Petróleo. **O que é o petróleo**. [20-?]. Disponível em: <<http://www.dep.fem.unicamp.br/petro.htm>>. Acesso em: 18 jul. 2008.

UNIVEN Petróleo. **Univen**. Disponível em: <<http://www.univenpetroleo.com.br/>>. Acesso em: 20 jul. 2008.

VALOR ECONÔMICO ESTADOS - BAHIA. São Paulo, p. 8-31, maio 2008.

VALVERDE, José. Petrobras aceita óleo dos campos marginais. **Revista Química e Derivados**, São Paulo, edição n. 472, abr. 2008. Disponível em: <<http://www.quimicaederivados.com.br/revista/qd472/atualidades/atualidades03.html>>. Acesso em: 11 jul. 2008.

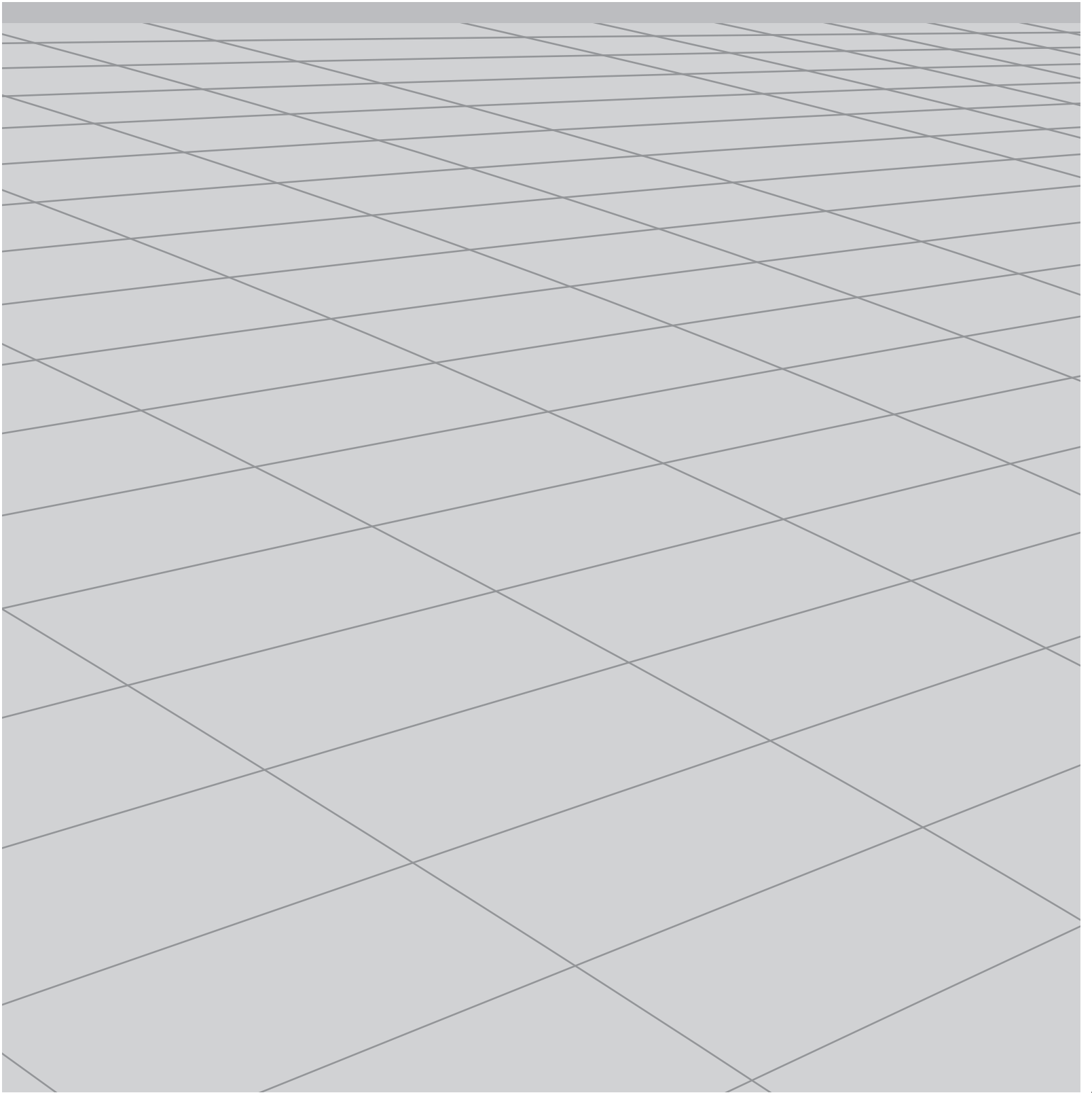


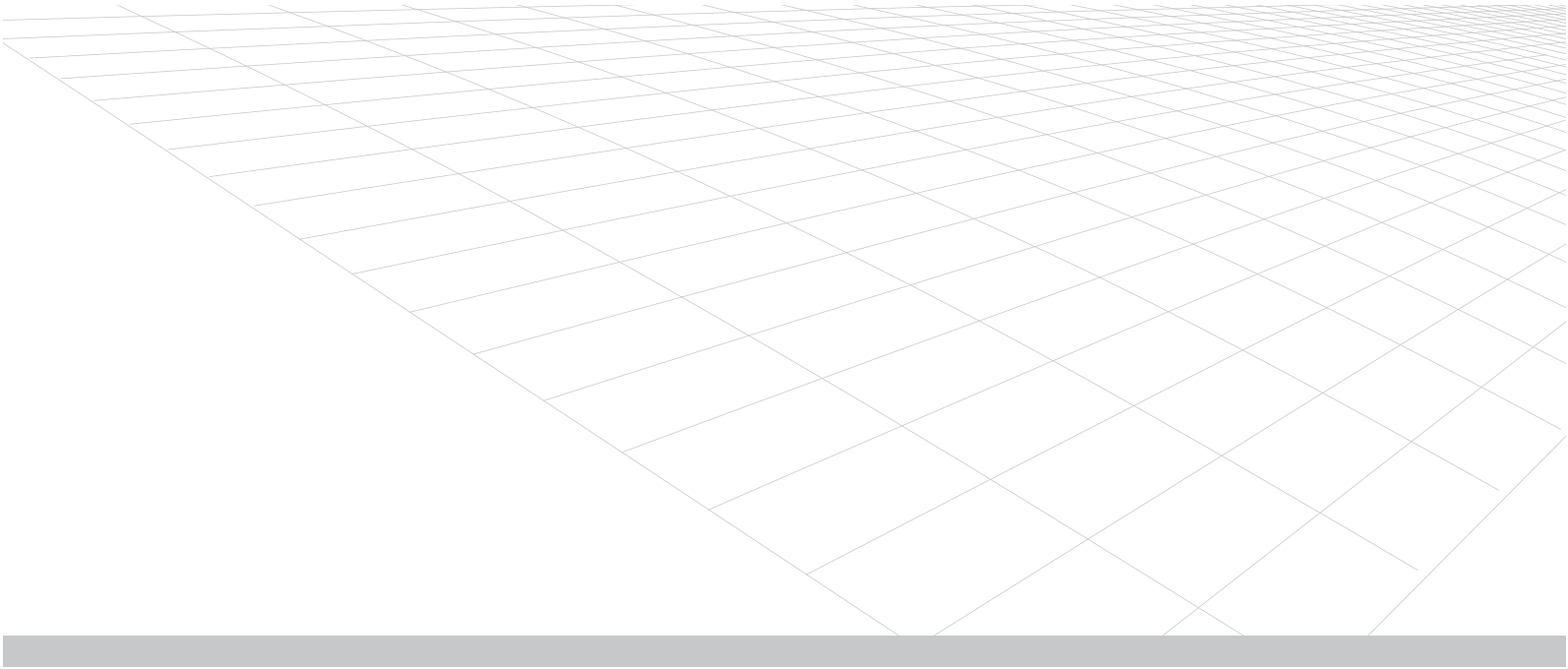
VIANA, Cassiano. EDC: O grande parceiro canadense. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, n. 57, nov./dez 2007. [TN57_Entrevista_Exclusiva[1].pdf.]. Disponível em: <www.tnpetroleo.com.br/download.php/revista/download/i/4/nome/deb8b970e432fc04fea8fafcefcc7f89.pdf>. Acesso em: 12 set. 2008.

VILLAMÉA, Luiza; COSTA, Octávio. Choque de Realidade. **Isto É**, São Paulo, ano 31, n. 2015, p. 84-90, 18 jun. 2008.

WORKSHOP: DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO INDUSTRIAL, 2008a, Rio de Janeiro. [**Slides**]. Disponível em: <http://www.prominp.com.br/objects/files/2008-08/2244_Apres%20Carlos%20Tadeu_CENPES.pdf>. Acesso em: 30 ago. 2008.

WORKSHOP: OS DESAFIOS PARA A INDÚSTRIA NACIONAL FRENTE ÀS DEMANDAS DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS, 2008b, Rio de Janeiro. [**Slides**]. Disponível em: <<http://www.prominp.com.br/PaginaDinamica.asp?Grupo=1074&APRES=DFLT>>. Acesso em: 01 ago. 2008.





Apêndices



Apêndice A

Relação dos participantes da consulta Delphi

Nome	Instituição
Adalberto Luiz Cantalino	Ceped
Adary Oliveira	Seplan/BA
Adelaide Motta de Lima	Desenbahia
Álvaro Alves Teixeira	IBP
Amaro Pereira, D.Sc.	Empresa de Pesquisa Energética
Amilcar Guerreiro	Empresa de Pesquisa Energética
Anabal Santos Jr.	Appom
Anderson Santos Abreu	ANP
André Gustavo de Araújo Barbosa	Sebrae Bahia
Antônio C. Bastos	IEEE Foundation
Antônio Humberto Pereira	Prominp MG
Antonio Sérgio Pizarro	Petrobras
Argemiro Moura Marinho	Cristal Global
Armando Neto	IEL/BA
Ary Barbosa Silveira	Silveira Associados
Benedito Célio Eugênio Silva	DNPM
Benício Biz	TN Petróleo
Bienor Melo	Society of Petroleum Engineers - SPE
Caio Mucio Barbosa Pimenta	Onip
Camila Carneiro Dias	Unicamp
Carlos Arruda	Movitec Compressores
Carlos Barros	PPL
Carlos Braz	Algeco
Carlos Ribeiro	Translogistics Consultoria
Celestino Boente	Bahiagás
Charles L. Clark	Serventec
Cid Carvalho Vianna	Senai/Dendezeiros
Claudenir Moreira Machado	CETEB Feira de Santana



Relação dos participantes da consulta Delphi

Nome	Instituição
Claudio Cardoso	UFBA
Claudio Goraieb	Severo Villares Petróleo
Claudio Mello	IEL/BA
Doneivan F. Ferreira	UFBA
Ednildo Andrade Torres	UFBA
Eduardo Bastos	PWR Mission Ind. Mec. Ltda.
Eduardo Rappel	Expex
Elias Ramos	Fapesb
Elizete Pereira Sá	SBGC
Emmanuel Lacerda	IEL/BA
Evandro Mazo	FIEB
Fabiana Carvalho	IEL/BA
Felipe A. Dias	IBP
Fernando Leme Franco	Instituto Sagres
Flávia Ranna	Fundação BioRio
Flávio Barbosa	Yokogawa América do Sul Ltda.
Flávio Gueiros	Petrobras
Flávio Valente Pedreira de Cerqueira	Arrara Participações Ltda
Francisco Calmon Villas Boas Filho	Codeba
Francisco Nelson Castro Neves	ANP
Franco de Matos	IEL/NC
Franklin Tiago Dias	IEL/BA
Gabriel Francisco da Silva	UFS
Genivaldo Barbosa	Fapesb
Gervasio Ferreira dos Santos	USP
Gilberto Gonçalves	GL3 Consultoria e Participações Ltda
Gilson Queiroz	E and Co
Gilvan Couceiro de Amorim	GDK
Giselly Sena	IEL/BA
Ismália Santos Alves	Ibpex
Ivan Cardoso Monsão	Bilab
Ivo Cardoso	Executive BC



Relação dos participantes da consulta Delphi

Nome	Instituição
Janaina Bastos	Bastos Magalhães Advogados
Jefferson Caponero	Universo
João Carlos de Melo Carvalho	Petrobras
Jorge Luiz Ferreira Dos Santos	Bahiagás
José Adeodato de Sousa Neto	Consultor
José Alberto Montenegro Franco	Petrobras
José Batista De Oliveira Junior	UFBA
José Carlos F. Campo	JNB Comércio e Serviços Hidráulicos
José Franco	Movitec Compressores
Josealdo Tonholo	Anprotec / Ufal
Leila Oliveira Campos	IEL/BA
Luiz Alberto Castro	Conbor
Luiz Antonio Magalhães Pontes	Unifacs
Luiz Augusto Paim Xa	Xavier Paim Representação
Luiz Cláudio Silva	IEL/BA
Luiz Fernando Pego	Ceped
Luiz Pimenta	Works
Manoel Gomes Junior	Ibpex
Manuel De Almeida Barreto Filho	Petrobras
Marcelo Fábio Gomes Soares	Senai/Cetind
Marcelo Fernandes de Oliveira Jezler	Etep Equip. Técnicos de Petróleo
Marco Antonio Amigo	Petrobras
Marcos Bastos Gomes	Perbras
Mário Giussepp S. B Andreuzza	Instituto Sagres
Mauricio Shimabokuro	Fieb
Miguel Andrade Filho	Unifacs
Mirtes Aquino	Seplan
Nadine Lopes	Consulado do Canadá
Nicolás Honorato Cavadas	RedePetro Bahia
Osvaldo Soliano	Unifacs
Patrick Fontoura	Consórcio ERG Petróleo e Gás
Paulo Alexandre Souza Silva	ANP



Relação dos participantes da consulta Delphi

Nome	Instituição
Paulo Rocha	MFX
Paulo Vieira Rocha	Petrobras
Rafael Procaci da Cunha	Petrorecôncavo
Raul Sturari	Instituto Sagres
Renato Oliveira	Alberman Rep. E Com. Ltda.
Renelson Sampaio	Fieb/cimatec
Ricardo Menezes Kawabe	Fieb
Roberto Câmara	Câmara Consultoria
Ronald Rodrigues	Tenasa Serv Aux Ltda.
Ronaldo Marquez Alcantara	Millennium Inorganic Chemicals do Brasil S.A.
Rosely Cabral	Secti
Rubens Hannun	H2R
Rui Gregorio Andrade	Finep
Sandra Pasta	IEL/BA
Tatiane Mascarenhas	IEL/BA
Valter José Cruz	Petrobras
Vanessa Santório	ZLS
Vitor Lopes	Desenbahia
Vitor Manuel dos Santos Lisboa	Petrobras
Waldir Ferrari	BR Distribuidora
Walter Pereira Formosinho	Queiroz Galvão Óleo e Gás
Wisley Falco Sales	Faculdade do Sul da Bahia



Apêndice B

Linhas de financiamento disponíveis para a cadeia P&G

Instituição	Nome do recurso financeiro	Descrição
BNDES	Finame	
	1. Finame – Máquinas e Equipamentos	Financiamentos, por meio de instituições financeiras, para a produção e a comercialização de máquinas e equipamentos novos, de fabricação nacional, credenciados no BNDES.
	2. Finame Leasing	Financiamentos a sociedades arrendadoras, sem limite de valor, para a aquisição de máquinas e equipamentos novos, credenciados pelo BNDES, de fabricação nacional, para operações de arrendamento mercantil. O financiamento é concedido à empresa arrendadora para aquisição dos bens, os quais, serão simultaneamente arrendados à empresa usuária, a arrendatária.
	Finem – Financiamento a Empreendimentos	Financiamentos de valor superior a R\$ 10 milhões, para realização de projetos de investimentos, visando à implantação, à expansão da capacidade produtiva e à modernização de empresas, incluindo aquisição de máquinas e equipamentos, de fabricação nacional, credenciados pelo BNDES, bem como a importação de maquinários novos, sem similar nacional e capital de giro associado, operados diretamente com o BNDES ou por meio de instituições financeiras credenciadas.
	BNDES Automático	Financiamento, por intermédio de instituições financeiras credenciadas, para realização de projetos de investimentos cujo valor do financiamento seja de até R\$ 10 milhões, no período de 12 meses, respeitado esse limite também por beneficiária. Serão apoiados projetos que visem à implantação, à ampliação, à recuperação e à modernização de empresas, incluindo obras civis, montagens e instalações; aquisição de equipamentos novos, de fabricação nacional, credenciados pelo BNDES; capital de giro associado ao projeto; entre outros itens.
	Apoio à Exportação	Financiamentos à exportação de bens e serviços por meio de instituições financeiras credenciadas. Os bens, cuja comercialização seja financiada, deverão apresentar índice de nacionalização, em valor, igual ou superior a 60%, segundo critérios do BNDES.
	1. Pré-embarque	Financiamento ao exportador, na fase pré-embarque, da produção destinada à exportação de bens indicados na Relação de Produtos Financiáveis do BNDES, e serviços, que apresentem índice de nacionalização, em valor, igual ou superior a 60%.



Linhas de financiamento disponíveis para a cadeia P&G

Instituição	Nome do recurso financeiro	Descrição
BNDES	2. Pré-embarque especial	Financiamento ao exportador, na fase pré-embarque, da produção destinada à exportação de bens indicados na Relação de Produtos Financiáveis do BNDES, visando ao incremento das exportações brasileiras.
	3. Pós-embarque	Refinanciamento aos clientes no exterior quando da aquisição, pelos mesmos, de bens indicados na Relação de Produtos Financiáveis do BNDES e/ou de serviços, mediante o desconto de títulos de crédito (notas promissórias ou letras de câmbio) ou a cessão dos direitos creditórios (cartas de crédito) relativos à exportação.
	Proesco	Tem como objetivo apoiar projetos de eficiência energética, que comprovadamente contribuam para a economia de energia, aumentem a eficiência global do sistema energético ou promovam a substituição de combustíveis de origem fóssil por fontes renováveis. Entre os focos destacam-se os seguintes: iluminação, motores, otimização de processos, ar comprimido, bombeamento, ar-condicionado e ventilação, refrigeração e resfriamento, produção e distribuição de vapor, aquecimento, automação e controle, distribuição de energia e gerenciamento energético.
Prominp	Prominp Recebíveis	
	1. Crédito Mercantil	Envolve transações com Fundos de Investimento em Direitos Creditórios (FIDCs), criados especificamente para este fim. Com isso, o fornecedor de bens e serviços para o setor de petróleo e gás natural antecipa as receitas do contrato de fornecimento sob condições de desconto, concedendo prazo para pagamento durante a vigência do contrato, com vantagens tributárias e fiscais.
	2. Crédito Bancário	Consiste em uma transação realizada entre uma Instituição Financeira e o fornecedor de bens e serviços para o setor de petróleo e gás natural, em que este recebe determinado volume de recursos financeiros em empréstimo e se propõe a pagá-lo sob condições de juros e encargos negociados com a instituição financeira.
	Prominp Participações (capitalização dos fornecedores de petróleo e gás)	Tem por objetivo o aumento da competitividade da indústria. Os instrumentos previstos são: aporte de recursos para incremento do capital social; profissionalização da gestão; e investimentos em produtos, processos e tecnologias para agregação de valor.



Linhas de financiamento disponíveis para a cadeia P&G

Instituição	Nome do recurso financeiro	Descrição
FINEP	CT-Petro	Seu objetivo é estimular a inovação na cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural, a formação e qualificação de recursos humanos e o desenvolvimento de projetos em parceria entre empresas e universidades, instituições de ensino superior ou centros de pesquisa do país, visando ao aumento da produção e da produtividade, à redução de custos e preços e à melhoria da qualidade dos produtos do setor. Fonte de Financiamento: 25% da parcela do valor dos <i>royalties</i> que exceder a 5% da produção de petróleo e gás natural.
	CT-Infra	Criado para viabilizar a modernização e ampliação da infraestrutura e dos serviços de apoio à pesquisa desenvolvida em instituições públicas de ensino superior e de pesquisas brasileiras, por meio de criação e reforma de laboratórios e compra de equipamentos, por exemplo, entre outras ações. Fonte de financiamento: 20% dos recursos destinados a cada Fundo de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico.
	CT-Energ	Este Fundo é destinado a financiar programas e projetos na área de energia, especialmente na área de eficiência energética no uso final. A ênfase é na articulação entre os gastos diretos das empresas em P&D e a definição de um programa abrangente para enfrentar os desafios de longo prazo no setor, tais como: fontes alternativas de energia com menores custos e melhor qualidade e redução do desperdício, além de estimular o aumento da competitividade da tecnologia industrial nacional. Fonte de financiamento: 0,75% a 1% sobre o faturamento líquido de empresas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.
BER Capital	Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC Multicrédito I	Desenvolvido para atender as necessidades das empresas que fornecem para grandes grupos empresariais, o fundo já realizou mais de 180 milhões de operações com empresas dos mais diversos setores e perfis, inclusive a Petrobras e suas coligadas, em volumes que superam 10 milhões de reais. O Multicrédito I FIDC permite às empresas fornecedoras e da cadeia de fornecedores da Petrobras, soluções de financiamento diferenciadas, sem afetar as linhas de crédito bancário das empresas e sem a incidência de IOF e outras taxas acessórias. Tem a característica de ser um instrumento de financiamento de empresas de diferentes portes e ramos de atuação.
	Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC Multicrédito II	O Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC) Multicrédito II assemelha-se ao FIDC Multicrédito I, entretanto seu foco é a Cadeia de Petróleo e Gás. É um dos poucos fundos que atuam nesta cadeia para capital de Giro, cedendo crédito de até 50% do contrato firmado com a Petrobras – ou outra grande empresa.



Linhas de financiamento disponíveis para a cadeia P&G

Instituição	Nome do recurso financeiro	Descrição
Banco do Nordeste	Giro Petro	Voltado para a aquisição de capital de giro para empresas fornecedoras e prestadoras de serviços da Petrobras.
	Finor – Fundo de Investimentos do Nordeste	Constituído de recursos aplicados em ações e debêntures e destina-se a apoiar financeiramente empreendimentos instalados ou que venham a se instalar na área de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene).
	FNDE – Fundo de Desenvolvimento do Nordeste	Destinado a assegurar recursos para a realização de investimentos na área de atuação da Sudene, em infraestrutura e serviços públicos e em empreendimentos produtivos com grande capacidade germinativa de novos negócios e novas atividades produtivas, e entre os setores prioritários estão produção, refino e distribuição de petróleo e seus derivados.
Governo do Estado da Bahia	Acelera Bahia – Programa de Incentivo às Micro e Pequenas Empresas	Incentivo fiscal com a concessão de crédito presumido às empresas normais que adquirirem mercadorias junto às micro e pequenas empresas industriais, em percentuais que variam de acordo com o volume de compras e o tipo de produto comprado. O Acelera Bahia contempla cinco setores industriais: etanol, energia, biodiesel, naval e petroquímico.
	Desenvolve – Programa de Desenvolvimento Industrial e de Integração Econômica	Incentivo fiscal com finalidade de estimular a instalação de novas indústrias e a expansão, a reativação ou a modernização de empreendimentos industriais já instalados, gerando novos produtos ou processos, o aperfeiçoamento das características tecnológicas e a redução de custos de produtos ou processos já existentes. entre os setores abrangidos estão: geração de energia, transformação plástica, química e petroquímica.

Apêndice C

Blocos em concessão na Bahia

Bloco	Bacia	Assinatura do contrato	Empresa operadora	Rodada de Licitação
BCAM-40	Camamu	06/08/1998	Petróleo Brasileiro S.A.	Rodada 0
BM-CAL-4	Camamu	15/09/2000	El Paso Óleo e Gás do Brasil Ltda.	2ª rodada
BM-CAL-5	Almada	28/09/2001	Petróleo Brasileiro S.A.	3ª rodada
BM-CAL-6	Almada	28/09/2001	Petróleo Brasileiro S.A.	
BM-J-1	Jequitinhonha	29/08/2001	Petróleo Brasileiro S.A.	
BT-REC-4	Recôncavo	29/08/2001	Petróleo Brasileiro S.A.	
BM-J-2	Jequitinhonha	02/09/2002	Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A.	4ª rodada
BM-J-3	Jequitinhonha	02/09/2002	Petróleo Brasileiro S.A.	
BT-REC-7	Recôncavo	02/09/2002	Petróleo Brasileiro S.A.	
BT-REC-8	Recôncavo	02/09/2002	Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A.	
J-M-3	Jequitinhonha	26/11/2003	Petróleo Brasileiro S.A.	5ª rodada
J-M-5	Jequitinhonha	26/11/2003	Petróleo Brasileiro S.A.	
J-M-63	Jequitinhonha	26/11/2003	Petróleo Brasileiro S.A.	
J-M-115	Jequitinhonha	26/11/2003	Petróleo Brasileiro S.A.	
J-M-165	Jequitinhonha	26/11/2003	Petróleo Brasileiro S.A.	
CAL-M-120	Camamu	24/11/2004	Petróleo Brasileiro S.A.	6ª rodada
CAL-M-186	Camamu	24/11/2004	Petróleo Brasileiro S.A.	
CAL-M-188	Camamu	24/11/2004	Petróleo Brasileiro S.A.	
CAL-M-248	Camamu	24/11/2004	Petróleo Brasileiro S.A.	
CAL-M-312	Camamu	24/11/2004	Petróleo Brasileiro S.A.	
CAL-M-372	Camamu	24/11/2004	Petróleo Brasileiro S.A.	
CAL-M-3	Camamu	24/11/2004	Statoil do Brasil Ltda.	
CAL-M-58	Camamu	24/11/2004	Statoil do Brasil Ltda.	
CAL-M-60	Camamu	24/11/2004	Statoil do Brasil Ltda.	
CAL-M-122	Camamu	24/11/2004	Statoil do Brasil Ltda.	
J-M-59	Jequitinhonha	24/11/2004	Petróleo Brasileiro S.A.	
J-M-61	Jequitinhonha	24/11/2004	Petróleo Brasileiro S.A.	
REC-T-178	Recôncavo	24/11/2004	Starfish Oil & Gas S.A.	
REC-T-192	Recôncavo	24/11/2004	Starfish Oil & Gas S.A.	



Blocos em concessão na Bahia

Bloco	Bacia	Assinatura do contrato	Empresa operadora	Rodada de Licitação
REC-T-220	Recôncavo	24/11/2004	Starfish Oil & Gas S.A.	6ª rodada
REC-T-23	Recôncavo	24/11/2004	W.Washington Empreendimentos e Participações Ltda.	
REC-T-32	Recôncavo	24/11/2004	W.Washington Empreendimentos e Participações Ltda.	
REC-T-51	Recôncavo	24/11/2004	W.Washington Empreendimentos e Participações Ltda.	
REC-T-139	Recôncavo	24/11/2004	W.Washington Empreendimentos e Participações Ltda.	
REC-T-235	Recôncavo	24/11/2004	W.Washington Empreendimentos e Participações Ltda.	
CAL-M-314	Camamu	12/01/2006	Devon Energy do Brasil Ltda.	7ª rodada
CAL-M-374	Camamu	12/01/2006	Eni Oil do Brasil S.A.	
REC-T-66	Recôncavo	12/01/2006	Petróleo Brasileiro S.A.	
REC-T-67	Recôncavo	12/01/2006	Petróleo Brasileiro S.A.	
REC-T-77	Recôncavo	12/01/2006	Petróleo Brasileiro S.A.	
REC-T-103	Recôncavo	12/01/2006	Petróleo Brasileiro S.A.	
REC-T-126	Recôncavo	12/01/2006	Petróleo Brasileiro S.A.	
REC-T-250	Recôncavo	12/01/2006	Petróleo Brasileiro S.A.	
REC-T-265	Recôncavo	12/01/2006	Petróleo Brasileiro S.A.	
REC-T-61	Recôncavo	12/01/2006	Petrosynergy Ltda.	
REC-T-152	Recôncavo	12/01/2006	Petrosynergy Ltda.	
REC-T-164	Recôncavo	12/01/2006	Petrosynergy Ltda.	
REC-T-59	Recôncavo	12/01/2006	Silver Marlin E&P de Petróleo e Gás Ltda.	
REC-T-79	Recôncavo	12/01/2006	Silver Marlin E&P de Petróleo e Gás Ltda.	
REC-T-96	Recôncavo	12/01/2006	Silver Marlin E&P de Petróleo e Gás Ltda.	
REC-T-118	Recôncavo	12/01/2006	Silver Marlin E&P de Petróleo e Gás Ltda.	
REC-T-138	Recôncavo	12/01/2006	Silver Marlin E&P de Petróleo e Gás Ltda.	
REC-T-165	Recôncavo	12/01/2006	Starfish Oil & Gas S.A.	
REC-T-24	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	
REC-T-31	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	



Blocos em concessão na Bahia

Bloco	Bacia	Assinatura do contrato	Empresa operadora	Rodada de Licitação
REC-T-39	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	7ª rodada
REC-T-49	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	
REC-T-52	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	
REC-T-62	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	
REC-T-80	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	
REC-T-81	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	
REC-T-91	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	
REC-T-94	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	
REC-T-105	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	
REC-T-113	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	
REC-T-115	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	
REC-T-116	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	
REC-T-102	Recôncavo	12/01/2006	W. Washington Petróleo S.A.	
REC-T-125	Recôncavo	12/01/2006	W.Washington Empreendimentos e Participações Ltda.	
REC-T-204	Recôncavo	12/01/2006	W.Washington Empreendimentos e Participações Ltda.	
REC-T-219	Recôncavo	12/01/2006	W.Washington Empreendimentos e Participações Ltda.	
REC-T-234	Recôncavo	12/01/2006	W.Washington Empreendimentos e Participações Ltda.	
REC-T-226	Recôncavo	12/03/2008	Brasoil do Brasil Exploração Petrolífera S.A.	8ª rodada
REC-T-210	Recôncavo	12/03/2008	Comp E&P de Petróleo e Gás S.A.	
REC-T-211	Recôncavo	12/03/2008	Comp E&P de Petróleo e Gás S.A.	
REC-T-129	Recôncavo	12/03/2008	Construtora Pioneira S.A.	
REC-T-131	Recôncavo	12/03/2008	Construtora Pioneira S.A.	
REC-T-132	Recôncavo	12/03/2008	Construtora Pioneira S.A.	
REC-T-142	Recôncavo	12/03/2008	Construtora Pioneira S.A.	
REC-T-144	Recôncavo	12/03/2008	Construtora Pioneira S.A.	
REC-T-155	Recôncavo	12/03/2008	Construtora Pioneira S.A.	
REC-T-157	Recôncavo	12/03/2008	Construtora Pioneira S.A.	



Blocos em concessão na Bahia

Bloco	Bacia	Assinatura do contrato	Empresa operadora	Rodada de Licitação
REC-T-182	Recôncavo	12/03/2008	Construtora Pioneira S.A.	8ª rodada
REC-T-196	Recôncavo	12/03/2008	Construtora Pioneira S.A.	
REC-T-197	Recôncavo	12/03/2008	Construtora Pioneira S.A.	
REC-T-224	Recôncavo	12/03/2008	Construtora Pioneira S.A.	
REC-T-158	Recôncavo	12/03/2008	Cowan Petróleo e Gás S.A.	
REC-T-240	Recôncavo	12/03/2008	Cowan Petróleo e Gás S.A.	
REC-T-168	Recôncavo	12/03/2008	Petróleo Brasileiro S.A.	
REC-T-181	Recôncavo	12/03/2008	Petróleo Brasileiro S.A.	
REC-T-195	Recôncavo	12/03/2008	Petróleo Brasileiro S.A.	
REC-T-209	Recôncavo	12/03/2008	Petróleo Brasileiro S.A.	
REC-T-225	Recôncavo	12/03/2008	Recôncavo E&P S/A	
REC-T-130	Recôncavo	12/03/2008	Starfish Oil & Gas S.A.	
REC-T-166	Recôncavo	12/03/2008	Starfish Oil & Gas S.A.	
REC-T-170	Recôncavo	12/03/2008	W. Washington Petróleo S.A.	
REC-T-153	Recôncavo	31/03/2008	Petrosynergy Ltda.	
REC-T-183	Recôncavo	31/03/2008	Petrosynergy Ltda.	
REC-T-169	Recôncavo	05/06/2008	W. Washington Petróleo S.A.	

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2008c).

Apêndice D

Blocos na fase de exploração na Bahia, em 31/12/2007

Bacias sedimentares	Blocos	Rodadas	Concessionários (%)
Almada	BM-CAL-5	3	Petrobras ¹ (63,33)/ Queiroz Galvão (18,34)/ El Paso (18,33)
Camamu	BCAM-40	0	Petrobras ¹ (45)/ Brasoil Manati (55)
	BM-CAL-4	2	El Paso ¹ (100)
	BM-CAL-7	6	Petrobras ¹ (60)/ Statoil (40)
	BM-CAL-8	6	Statoil ¹ (100)
	BM-CAL-9	6	Petrobras ¹ (100)
	BM-CAL-10	6	Statoil Brasil ¹ (60)/ Petrobras(40)
	BM-CAL-11	6	Petrobras ¹ (100)
	BM-CAL-12	6	Petrobras ¹ (60)/ El Paso (20)/ Queiroz Galvão (20)
	BM-CAL-13	7	Devon ¹ (100)
	BM-CAL-14	7	Eni Oil ¹ (100)
Jequitinhonha	BM-J-1	3	Petrobras ¹ (100)
	BM-J-2	4	Queiroz Galvão ¹ (100)
	BM-J-3	4	Petrobras ¹ (60)/ Statoil (40)
	BM-J-4	5	Petrobras ¹ (100)
	BM-J-5	6	Petrobras ¹ (100)
Recôncavo	BT-REC-4	3	Petrobras ¹ (100)
	BT-REC-7	4	Petrobras ¹ (75)/ Starfish (25)
	BT-REC-8	4	Queiroz Galvão ¹ (50)/ Brasoil Manati (50)
	BT-REC-12	6	W.Washington ¹ (52,50)/ BrazAlta Brasil (47,50)
	BT-REC-15	6	W.Washington ¹ (52,50)/ BrazAlta Brasil (47,50)
	BT-REC-18	6	Starfish ¹ (100)
	BT-REC-19	6	Petrobras ¹ (80)/ Starfish(20)
	BT-REC-20	7	W.Washington ¹ (52,50)/ BrazAlta Brasil (47,50)
	BT-REC-21	7	Silver Marlin ¹ (50)/ Mercury (50)
	BT-REC-22	7	Starfish ¹ (70)/ Norse (30)
	BT-REC-23	7	W.Washington ¹ (52,50)/ BrazAlta Brasil (47,50)
	BT-REC-24	7	Petrobras ¹ (100)
	BT-REC-25	7	W.Washington ¹ (52,50)/ BrazAlta Brasil (47,50)



Blocos na fase de exploração na Bahia, em 31/12/2007

Bacias sedimentares	Blocos	Rodadas	Concessionários (%)
Recôncavo	BT-REC-26	7	Petrosynergy ¹ (100)
	BT-REC-27	7	W.Washington ¹ (52,50)/ BrazAlta Brasil (47,50)
	BT-REC-28	7	Silver Marlin ¹ (50)/ Mercury (50)
	BT-REC-29	7	Petrobras ¹ (100)
	BT-REC-30	7	Starfish ¹ (70)/ Norse (30)
	BT-REC-31	7	W.Washington ¹ (52,50)/ BrazAlta Brasil (47,50)
	BT-REC-32	7	Petrosynergy ¹ (100)
	BT-REC-33	7	Silver Marlin ¹ (50)/ Mercury (50)

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2008b).

Nota: ¹ Operadora.

Campos na etapa de desenvolvimento da fase de produção na Bahia, em 31/12/2007

Campos na etapa de desenvolvimento da fase de produção em 31/12/2007		
Bacias sedimentares	Campos	Concessionários (%)
Camamu	Camarão	El Paso Óleo e Gás ¹ (100)
	Pinaúna	El Paso Óleo e Gás ¹ (100)
	Sardinha	Petrobras (40) / El Paso Óleo e Gás ¹ (40) / Norse (20)
Tucano Sul	Iraí	Petrobras ¹ (100)
	Lagoa Branca	Petrobras ¹ (100)

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2008b).

Nota: ¹ Operadora.



Campos na fase de produção na Bahia, em 31/12/2007

Campos na fase de produção em 31/12/2007		
Bacias Sedimentares	Campos	Concessionários (%)
Camamu	Manati	Petrobras ¹ (35) / Manati (45) / Rio das Contas (10) / Brasoil Manati (10)
Recôncavo	Acajá-Burizinho	Recôncavo E&P ¹ (100)
	Água Grande	Petrobras ¹ (100)
	Apraiús	Petrobras ¹ (100)
	Araçás	Petrobras ¹ (100)
	Aratu	Petrobras ¹ (100)
	Biriba	Petrobras ¹ (100)
	Bonsucesso	Petrobras ¹ (100)
	Brejinho	Petrobras ¹ (100)
	Buracica	Petrobras ¹ (100)
	Camaçari	Petrobras ¹ (100)
	Canabrava	Petrobras ¹ (100)
	Canário	Petrosynergy ¹ (100)
	Candeias	Petrobras ¹ (100)
	Cantagalo	Petrobras ¹ (100)
	Cassarongongo	Petrobras ¹ (100)
	Cexis	Petrobras ¹ (100)
	Cidade entre Rios	Petrobras ¹ (100)
	Dom João	Petrobras ¹ (100)
	Dom João Mar	Petrobras ¹ (100)
	Fazenda Alto das Pedras	Petrobras ¹ (100)
	Fazenda Alvorada	Petrobras ¹ (100)
	Fazenda Azevedo	Petrobras ¹ (100)
	Fazenda Bálsamo	Petrobras ¹ (100)
	Fazenda Belém	Petrobras ¹ (100)
	Fazenda Boa Esperança	Petrobras ¹ (100)
	Fazenda Imbé	Petrobras ¹ (100)
	Fazenda Onça	Petrobras ¹ (100)
	Fazenda Panelas	Petrobras ¹ (100)
	Fazenda Rio Branco	W. Washington - BA ¹ (52,5) / BrazAlta (47,5)



Campos na fase de produção na Bahia, em 31/12/2007

Campos na fase de produção em 31/12/2007		
Bacias Sedimentares	Campos	Concessionários (%)
Recôncavo	Fazenda Santo Estevão	W. Washington - BA ¹ (52,5) / BrazAlta (47,5)
	Fazenda Sori	Petrobras ¹ (100)
	Gomo	Petrobras ¹ (100)
	Guanambi	Petrobras ¹ (80) / Starfish (20)
	Ilha de Bimbarra	Petrobras ¹ (100)
	Itaparica	Petrobras ¹ (100)
	Jacuiapé	Petrobras ¹ (100)
	Jandaia	Petrobras ¹ (100)
	Juriti	Recôncavo E&P ¹ (100)
	Lagoa do Paulo	Recôncavo E&P ¹ (100)
	Lagoa do Paulo Norte	Recôncavo E&P ¹ (100)
	Lagoa do Paulo Sul	Recôncavo E&P ¹ (100)
	Lagoa Verde	Petrobras ¹ (100)
	Lamarão	Petrobras ¹ (100)
	Leodório	Petrobras ¹ (100)
	Malombê	Petrobras ¹ (100)
	Mandacaru	Petrobras ¹ (100)
	Mapele	Petrobras ¹ (100)
	Massapê	Petrobras ¹ (100)
	Massuí	Petrobras ¹ (100)
	Mata de São João	Petrobras ¹ (100)
	Miranga	Petrobras ¹ (100)
	Miranga Norte	Petrobras ¹ (100)
	Norte Fazenda Caruaçu	Petrobras ¹ (100)
	Paramirim do Vencimento	Petrobras ¹ (100)
	Pedrinhas	Petrobras ¹ (100)
	Pojuca	Petrobras ¹ (100)
	Pojuca Norte	Petrobras ¹ (100)
	Quiambina	UFBA (Campo Escola)
	Remanso	Petrobras ¹ (100)



Campos na fase de produção na Bahia, em 31/12/2007

Campos na fase de produção em 31/12/2007		
Bacias Sedimentares	Campos	Concessionários (%)
Recôncavo	Riacho da Barra	Petrobras ¹ (100)
	Riacho Ouricuri	Petrobras ¹ (100)
	Riacho São Pedro	Petrobras ¹ (100)
	Rio da Serra	Petrobras ¹ (100)
	Rio do Bu	Petrobras ¹ (100)
	Rio dos Ovos	Petrobras ¹ (100)
	Rio Itariri	Petrobras ¹ (100)
	Rio Joanes	Petrobras ¹ (100)
	Rio Pipiri	Petrobras ¹ (100)
	Rio Pojuca	Petrobras ¹ (100)
	Rio Sauípe	Petrobras ¹ (100)
	Rio Subaúma	Petrobras ¹ (100)
	Santana	W. Washington - BA ¹ (52,5) / BrazAlta (47,5)
	São Domingos	Petrobras ¹ (100)
	São Pedro	Petrobras ¹ (100)
	Sauípe	W. Washington - BA ¹ (52,5) / BrazAlta (47,5)
	Sesmaria	Petrobras ¹ (100)
	Socorro	Petrobras ¹ (100)
	Socorro Extensão	Petrobras ¹ (100)
	Sussuarana	Petrobras ¹ (100)
	Tangará	Petrobras ¹ (100)
	Taquipe	Petrobras ¹ (100)
	Uirapuru	Petrosynergy ¹ (100)
Tucano Sul	Conceição	Petrobras ¹ (100)
	Fazenda Matinha	Petrobras ¹ (100)
	Fazenda Santa Rosa	Petrobras ¹ (100)
	Quererá	Petrobras ¹ (100)

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2008b).

Nota: ¹ Operadora.

IEL/NC

Unidade de Gestão Executiva – UGE

Júlio Cezar de Andrade Miranda

Gerente-Executivo

GERÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO EMPRESARIAL – GDE

Diana de Melo Jungmann

Gerente

Ana Druck Moscatelli Montalvao Reis

Coordenação Técnica

GERÊNCIA DE RELAÇÕES COM O MERCADO – GRM

Ana Amélia Ribeiro Barbosa

Responsável Técnico

IEL/BA

Assessoria de Desenvolvimento

Emmanuel Lacerda

Assessor

Gerência de Tecnologia e Inovação - GTI

Tatiane Cordeiro Mascarenhas

Gerente de Tecnologia e Inovação

Fabiana Carvalho de Araújo

Coordenação do Observatório de Desenvolvimento

Industrial da Bahia – ODI Bahia

Autores

Fabiana Carvalho de Araújo

Franklin Tiago Dias Silva

Giselly Parente Sena

Julia Pereira Rodrigues

Leila Oliveira Campos

Sandra Vasconcelos Pasta

SUPERINTENDÊNCIA DE SERVIÇOS COMPARTILHADOS – SSC
Área Compartilhada de Informação e Documentação – ACIND

Janaína Resende
Normalização

Maria Clara Costa
Processo Editorial

Simone Araújo Assis
Coordenação Técnica

Franco de Matos
Organização Técnica

Consultoria em Prospectiva e Inteligência Estratégicas
SAGRES – Política e Gestão Estratégica Aplicadas
Consultores:
Raul J. A. Sturari
Mário G.S.B. Andreuzza
Fernando L. Franco

Consultoria em Petróleo e Gás
Câmara e Câmara Consultoria
Consultor:
Roberto B. Câmara

Fábia Galvão Costa Machado
Apoio Técnico

Danúzia Queiroz
Revisão Gramatical

GRIFO Criação e Design
Projeto gráfico

Quiz Design (Eduardo Meneses)
Editoração

Athalaia Gráfica e Editora Ltda
Impressão

