

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**EXPANSÃO DA FIRMA NA INDÚSTRIA DO
PETRÓLEO: UMA ANÁLISE DAS ESTRATÉGIAS DA
PETROBRAS**

FLAVIO RAMOS DE AZEVEDO

Matrícula N°: 106022661

flavioazevedo@globocom

ORIENTADOR: PROF. CARLOS FREDERICO LEÃO ROCHA

ABRIL 2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**EXPANSÃO DA FIRMA NA INDÚSTRIA DO
PETRÓLEO: UMA ANÁLISE DAS ESTRATÉGIAS DA
PETROBRAS**

FLAVIO RAMOS DE AZEVEDO

Matrícula Nº: 106022661

ORIENTADOR: PROF. CARLOS FREDERICO LEÃO ROCHA

ABRIL 2012

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor

À minha família, amigos, namorada,
e a todas as pessoas que me apoiaram e acreditaram
em minha capacidade diante deste desafio

AGRADECIMENTOS

Não seria justo de minha parte se começasse este espaço agradecendo a qualquer outra pessoa que não o meu orientador Carlos Frederico Leão Rocha, o Fred. Apareceu em um momento muito difícil para mim, e abraçou este meu desafio, mesmo diante dos prazos apertadíssimos. Com seu amplo conhecimento e suas inteligentes sugestões, foi peça fundamental na execução deste trabalho. Mostrou-se disponível e com um imenso interesse pela qualidade e pelo cumprimento do prazo de entrega de minha monografia. Foi um orientador no real sentido da palavra. Gostaria de, em algum momento, poder retribuir a ajuda que me foi dada na mesma proporção.

À minha família, especialmente minha mãe, pelo carinho e apoio incondicionais.

À Carolina Ribeiro, por todo seu carinho e enorme compreensão. Infelizmente foram muitos dias e horas de minha companhia que esta monografia roubou dela. Mesmo assim me apoiou e me fez acreditar em minha capacidade. Ao menos sei que teremos muito tempo pela frente para repor estes momentos.

Aos gerentes da firma em que trabalho: Christiano Santos, meu orientador de carreira, e Leonardo Lima. Ao Christiano por seus conselhos, muito sábios, que me permitiram tomar as decisões que certamente foram as melhores possíveis, mesmo diante de uma grande pressão e um considerável grau de desespero. Ao Leonardo Lima pela compreensão e, principalmente, pela incrível oportunidade de trabalho que acaba de me conceder. Espero ser capaz de mostrar que fez a melhor escolha.

A todos os professores do Instituto de Economia pelo aprendizado proporcionado.

A todos os amigos que fiz nestes anos de estudo. Como são muitos, não vou mencionar o nome de nenhum, sob o risco de cometer alguma injustiça. Certamente esta jornada não teria sido tão prazerosa se não fosse pela companhia deles.

RESUMO

O presente trabalho analisa as estratégias adotadas pelas empresas na indústria do petróleo. O objetivo é concluir acerca das estratégias adotadas pela Petrobras, maior empresa da indústria brasileira de petróleo, para o crescimento de seus negócios.

Desta forma, revisou-se a produção teórica que aborda o crescimento das firmas, e foi analisada a cadeia da indústria do petróleo. O estudo sobre a história da indústria no Brasil e no mundo permitiu verificar de que maneira as estratégias adotadas pelas grandes empresas do setor, inclusive pela Petrobras, foram importantes para seu crescimento.

A Petrobras, por ser uma empresa de capital aberto, divulga alguns relatórios em seu *website*, contendo informações importantes sobre as atividades da empresa. A análise das estratégias da Petrobras foi feita através da leitura dos planos de negócios e dos relatórios de atividades divulgados publicamente pela mesma entre 2009 e 2011.

SÍMBOLOS, ABREVIATURAS E CONVENÇÕES

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Boe	Barris de Óleo Equivalente
Bpd/Bbl	Barris de Petróleo
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
E&P	Exploração e Produção
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNV	Gás Natural Veicular
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
RTC	Refino, Transporte e Comercialização
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	9
CAPÍTULO I	
A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: CARACTERÍSTICAS E ESTRATÉGIAS ADOTADAS.....	11
1.1 – As Estratégias de Expansão da Firma	11
1.2 – A Indústria do Petróleo	14
1.2.1 – Exploração e Produção.....	15
1.2.2 – Transporte.....	18
1.2.3 – Refino.....	19
1.2.4 – Distribuição	20
1.2.5 – Petroquímica.....	21
1.3 – As Estratégias Adotadas pela Indústria do Petróleo.....	21
1.3.1 – As Estratégias de Integração Vertical	22
1.3.2 – As Estratégias de Internacionalização.....	25
1.3.3 – O Papel das Economias de Escala.....	25
1.3.4 – As Estratégias de Diversificação Horizontal.....	27
1.4 – Os Padrões de Oferta e Demanda do Petróleo	27
CAPÍTULO II	
HISTÓRIA DA INDÚSTRIA NO BRASIL E NO MUNDO.....	31
2.1 – A Evolução da Indústria no Mundo	31
2.1.1 – O Império da Standard Oil	31
2.1.2 – Expansão Internacional e o Cartel das “Sete Irmãs”	33
2.1.3 – Os Choques do Petróleo	34
2.2 – Os Primórdios da Indústria Brasileira	34
2.3 – O Monopólio da Petrobras	36
2.3.1 – O Monopólio Pré-choques do Petróleo	36
2.3.2 – Diversificação através do Proálcool.....	38
2.3.3 – O Monopólio da Petrobras: A expansão do <i>upstream</i>	38
2.4 – O Fim do Monopólio.....	41
CAPÍTULO III	
ANÁLISE DAS ESTRATÉGIAS E PROJETOS DE EXPANSÃO DA PETROBRAS.....	45
3.1 – Análise do posicionamento da Petrobras no mercado em 2011	45

3.1.1 – Exploração e Produção.....	46
3.1.2 – Refino.....	48
3.1.3 – Transporte.....	49
3.1.4 – Distribuição.....	50
3.1.5 – Petroquímica.....	53
3.1.6 – Internacional.....	53
3.2 – Os Investimentos em Curso.....	54
3.2.1 – Os Principais Projetos em Exploração e Produção.....	55
3.2.2 – Os Principais Projetos em Refino.....	57
3.2.3 – Projetos em Petroquímica.....	60
3.3 – Os Planos da Petrobras.....	60
3.3.1 – Projeções de vendas e de mercado.....	61
3.3.2 – O Plano de Investimentos e sua Distribuição entre as Áreas de Negócios.....	64
3.3.3 – As Estratégias de Financiamento Adotadas.....	66
CONCLUSÃO.....	68
BIBLIOGRAFIA.....	71

INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo ocupa papel de destaque na economia brasileira e mundial. Além de ser uma indústria diferenciada do ponto de vista da organização industrial, o petróleo é, desde o fim da Segunda Guerra Mundial, a principal fonte de energia consumida no mundo, além de servir como insumo fundamental para diversos setores produtivos. Por estas razões, se tornou produto estratégico para diversos países, estando no centro de diversas disputas e conflitos internacionais.

No Brasil, a indústria do petróleo passou por mudanças significativas até chegar ao seu estágio atual. Inicialmente palco de investimento das multinacionais estrangeiras, o Brasil desenvolveu sua indústria a partir da Petrobras, estatal que hoje é a principal empresa do mercado brasileiro.

Fundada em 1953, a Petrobras surgiu como resposta a um movimento social e político de interesse nacionalista, que via a necessidade de se desenvolver a produção e o refino de petróleo no país, evitando que o mercado nacional ficasse dependente do abastecimento por parte de empresas estrangeiras. A mesma lei que criou a Petrobras instituiu o monopólio da União sobre as atividades de exploração, transporte e refino do petróleo no Brasil. O monopólio estatal acabou em 1997, com a promulgação da Nova Lei do Petróleo (9.478/97). Apesar disto, as vantagens obtidas pela Petrobras após mais de quatro décadas como a única empresa a operar nas atividades iniciais da cadeia, fazem com que ela seja a empresa líder em praticamente todos os segmentos na indústria brasileira do petróleo, sendo a única totalmente integrada verticalmente no país. O anúncio da descoberta de reservas de petróleo na camada do pré-sal, em 2007, provou o sucesso e a competência técnica da companhia, e promoveu outros tipos de desafios para a definição de sua estratégia de crescimento.

O objetivo deste trabalho é analisar as atuais estratégias adotadas pela Petrobras para a expansão de seus negócios. A análise das estratégias da empresa é feita através de uma leitura de documentos publicados pela Petrobras, como seu plano de negócios e seu relatório de atividades. Assim, espera-se que seja possível concluir a respeito das direções de seus atuais projetos de expansão.

Para realizar este estudo, torna-se necessária a análise da indústria do petróleo e de suas estratégias dominantes. A produção teórica sobre as estratégias empresariais da indústria petrolífera é marcada pela ênfase nos processos de diversificação produtiva, horizontal e vertical, e a internacionalização. Os conceitos básicos que fundamentam o referencial teórico de análise das estratégias de crescimento das firmas são definidos a partir da produção de autores relevantes para o campo de estudo da teoria das organizações.

A monografia está estruturada em três capítulos. No primeiro capítulo são apresentadas as teorias que abordam as firmas como entidades que buscam o crescimento de seus negócios. Esta produção teórica discute sobre algumas estratégias que são adotadas pelas firmas para superação dos limites existentes ao crescimento. Desta forma, relacionamos estas estratégias àquelas adotadas pela indústria do petróleo, diante de suas características e especificidades. No segundo capítulo é analisada a história da indústria no Brasil e no mundo, e procura-se mostrar a forma como os fatos marcantes ocorridos levaram à configuração atual destes mercados.

No terceiro capítulo é estudado o posicionamento atual da Petrobras no mercado brasileiro em cada uma de suas áreas de negócios. A partir disto, através de uma análise do relatório de atividades e do plano de negócios da empresa, são apresentados os principais investimentos em curso, e procura-se avaliar a direção dos investimentos da empresa, o objetivo de seus projetos de expansão, e conclui-se a respeito dos atuais limitadores aos projetos de expansão da firma.

CAPÍTULO I

A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: CARACTERÍSTICAS E ESTRATÉGIAS ADOTADAS

A indústria do petróleo apresenta características especiais, derivadas de seus padrões de oferta e demanda, e dos fatores históricos que levaram este bem e seus derivados a ocupar uma posição tão fundamental dentro da economia mundial. Primeiro, as reservas de petróleo estão pré-dispostas no planeta, e são resultado de milhões de anos de eventos naturais que levaram a suas formações. Isso torna o petróleo um recurso não renovável, que deve ser encontrado e extraído. A distribuição das reservas pelo mundo em qualidades e quantidades distintas e os altos riscos da atividade de exploração e produção afetam as estruturas de custo e capital das firmas. As empresas petrolíferas estão entre as maiores e mais internacionalizadas do mundo, e foram objeto de estudo de autores de produção relevante para a ciência econômica.

O presente capítulo tem como objetivo apresentar a teoria sobre a problemática da expansão das firmas, e a aplica à indústria do petróleo, relacionando as principais estratégias utilizadas pelas empresas deste setor com aquelas identificadas no estudo teórico.

1.1 – As Estratégias de Expansão da Firma

Alguns autores engajados no estudo das organizações promoveram o estudo do fenômeno da expansão da firma. O crescimento contínuo como parte integrante da estratégia das empresas é uma visão introduzida por autores como Edith Penrose (1959) e Robin Marris (1964), cujos trabalhos se contrapõem à teoria neoclássica, que vê a firma como nada além de uma abstração para se investigar a formação de preços e a alocação de recursos. Na antiga visão, o tamanho adotado pela firma seria estático, determinado pela otimização das funções de produção da firma. O foco do trabalho dos autores citados está na investigação sobre a

existência de restrições ao crescimento das firmas, e as estratégias adotadas pelas mesmas para seguir com a expansão de suas atividades.

O fenômeno da diversificação aparece nas obras destes autores como estratégia para a superação dos limites existentes às taxas de crescimento da firma, impostos por fatores internos e externos à organização.

Segundo Penrose (1959):

Uma firma diversifica suas atividades produtivas toda vez que, sem abandonar inteiramente suas antigas linhas de produtos, ela enceta a produção de novos, incluindo os produtos de sua lavra para envolver alguma diferença em seus programas de produção e distribuição. (p. 175)

A diversificação como alternativa para o crescimento da firma ocorreria, principalmente, em situações onde a taxa de acumulação interna da firma (sua capacidade de gerar lucros) é maior do que a capacidade de expansão do mercado. Neste caso, uma expansão da capacidade de produção pela firma em um ritmo superior ao do mercado levaria a queda nas taxas de lucro ou a geração de capacidade ociosa. Para que a firma continue gerando lucros cada vez maiores, ela precisa então expandir para novos mercados. O movimento pelo qual uma firma vai além de seu mercado corrente para investir em nova indústria constitui uma diversificação das atividades da firma. (Guimarães, 1982)

As direções do processo de diversificação das firmas apontam para alguns caminhos distintos que podem ser sistematizados em dois critérios: O primeiro diz respeito à proximidade das atividades para as quais a empresa está se expandindo, em comparação às atividades por ela desempenhadas originalmente, especialmente se as atividades são etapas inseridas dentro da mesma cadeia produtiva. O segundo é relativo ao grau de similaridade das atividades originais e novas da firma em termos de competências produtivas e gerenciais necessárias para a operação. O primeiro critério diferencia as diversificações verticais das diversificações horizontais, enquanto o segundo diferencia as diversificações concêntricas das diversificações em conglomerado. A seguir aprofundamos os conceitos de diversificação horizontal e de integração vertical. (Britto, 2002)

A diversificação horizontal consiste na introdução de produtos relacionados que, devido à existência de alguma similaridade com aqueles que firma já produzia originalmente,

podem ser vendidos através dos canais de distribuição já estabelecidos, ou a partir da extensão dos mesmos. (Britto, 2002).

Esta forma de diversificação pressupõe a existência de economias de escopo. Para que esta forma de diversificação seja eficaz há que existir características tecnológicas que a favoreçam. Algumas destas características podem ser: o compartilhamento dos mesmos equipamentos básicos, a possibilidade de explorar um mesmo canal de distribuição que a empresa já utiliza, ou o aproveitamento da dimensão mercadológica que a firma possui, no caso de um produto cuja demanda é sensível a gastos com publicidade.

No caso da diversificação vertical, ou integração vertical, o sentido da produção de novos produtos se dá dentro da mesma cadeia produtiva onde a firma já atuava. Se a firma passa a atuar na etapa anterior à de sua atividade original, fornecendo seus próprios insumos, dizemos que houve uma integração para trás, ou a montante. Já no caso em que a firma passa a atuar na etapa posterior à de sua atividade original, e tem a si mesmo como cliente, dizemos que houve uma integração para frente, ou à jusante,.

Dentre os fatores que motivam as empresas a realizarem suas integrações verticais, é possível destacar quatro: (1) redução de custos de produção, seja através da redução de custos indiretos ou através da possibilidade de utilizar determinados fatores comuns nas diferentes etapas do processo de produção; (2) obtenção de ganhos de eficiência, ao expandir para atividades com economias de escala e escopo; (3) redução dos custos de transação, quando a expansão envolve atividades com ativos específicos, ou entraves dificultam a aquisição de fatores no mercado; (4) aumentar a segurança da empresa no aprovisionamento de insumos críticos, cujo fornecimento pode estar sujeito a oscilações ou ao atendimento de rigorosas exigências técnicas. (Britto, 2002)

Há ainda que se ressaltar os condicionantes do processo competitivo. A partir das vantagens obtidas com a redução de custos, as integrações verticais ajudam a erguer barreiras a entradas, inibindo a entrada de potenciais concorrentes no mercado.

O fenômeno da internacionalização surge também como uma alternativa para que a firma supere os limites impostos ao seu crescimento dentro de um mercado. Esta situação é aplicável em casos em que a taxa de acumulação interna da firma é capaz de gerar expansões a um ritmo superior ao ritmo de expansão do mercado. Por isso, a penetração em um novo

mercado para a firma pode não ser resultado apenas de sua diversificação de atividades, mas também da penetração em um novo mercado nacional. (Guimarães, 1982)

1.2 – A Indústria do Petróleo

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos, uma combinação de moléculas de carbono e hidrogênio, de origem orgânica. As reservas de petróleo existentes no planeta se formaram há milhões de anos atrás, através da decomposição de organismos vivos, enterrados por sedimentos de rochas e minerais no fundo do mar. Armazenado dentro de pequenas porosidades nas rochas sólidas, o petróleo costuma estar acompanhado de gás, e pode ser encontrado tanto em terra (*onshore*), quanto em mares e oceanos (*offshore*).

Diversos produtos essenciais em nossa sociedade têm o petróleo como matéria-prima. A maior parte dos combustíveis se inclui neste grupo: gasolinas, querosenes e óleos combustíveis. Outros produtos não combustíveis também têm origem no petróleo, como: lubrificantes, solventes, graxas e asfalto. Além disso, o petróleo também gera nafta e parafina, que são insumos da indústria petroquímica, cujos produtos podem ser usados para fabricar uma variedade de bens como batom, chiclete, plástico, tintas e resinas.

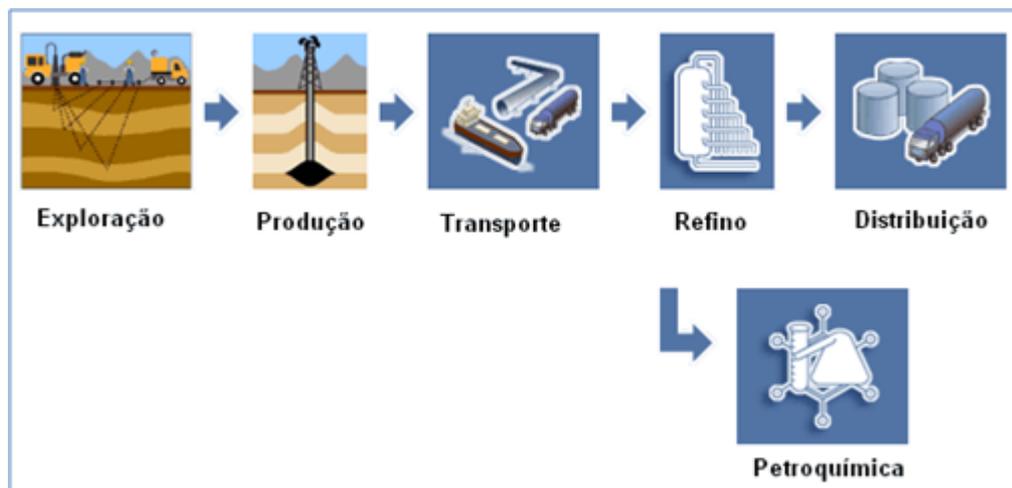
O caminho feito pelo petróleo, desde as reservas rochosas até os veículos e residências nas formas dos produtos finais citados é longo e descreve a cadeia desta indústria. Abaixo são apresentadas cada uma destas etapas:

- Exploração e Produção: Também chamada de *upstream*, é a fase inicial da cadeia, na qual são procuradas e desenvolvidas as reservas de petróleo, e quando o petróleo é extraído. É a atividade mais complexa da cadeia, dada sua pluralidade tecnológica, intensidade de capital investido e os riscos envolvidos.
- Transporte: Momento em que o óleo e o gás em estado bruto são transportados desde suas áreas de produção até as refinarias e também o transporte do produto final das refinarias até os mercados consumidores. Sua complexidade tecnológica dependerá dos tipos e volumes dos bens transportados, bem como do meio escolhido para realizar o transporte.

- Refino: Etapa na qual o óleo cru é transformado nos diversos produtos derivados. Esta etapa também envolve certo grau de complexidade tecnológica e exige grandes volumes de capital. A petroquímica relaciona-se com esta etapa, pois, a partir do refino do petróleo é possível obter alguns dos insumos desta atividade.
- Distribuição: Etapa final da cadeia, é o momento em que os derivados de petróleo são distribuídos e comercializados para o consumidor final. Também conhecido como *downstream*.

Cada uma destas etapas possui características e subprocessos particulares. Por isso, estas são mais aprofundadas a seguir:

Figura 1.1: As diferentes etapas da cadeia do petróleo



1.2.1 – Exploração e Produção

Apesar de ser um recurso natural abundante, a extração de petróleo envolve custos muito elevados, pois exige o emprego de diversas tecnologias complexas e caras, além de uma extensa base de conhecimento multidisciplinar. Além disso, é uma atividade altamente arriscada.

O insucesso das ações empregadas nesta etapa é claramente um risco considerável. Estima-se que em apenas cerca de 30% dos poços exploratórios e 80% dos poços de desenvolvimento são encontrados petróleo e gás. (Branco, disponível em: www.cprm.gov.br). Há também os riscos da operação: produções *offshore* estão sujeitas à ocorrência de vazamentos ou derramamentos, e tanto operações *offshore* quanto *onshore* tem o risco de ocorrência de explosões, dada a natureza inflamável do material manuseado.

A etapa de exploração e produção pode ser dividida em quatro fases, cada uma com necessidades diferentes de tecnologias e conhecimentos técnicos empregados. São estas: a fase de exploração, o desenvolvimento e a produção. (Almeida, 2002)

Durante a fase de exploração, são feitos estudos geológicos e geofísicos, quando os pesquisadores irão empregar técnicas para procurar determinar quais as áreas a serem perfuradas, que deverão ser aquelas que apresentam maiores probabilidades de guardarem jazidas de petróleo. Nesta pesquisa podem ser usadas fotografias, imagens de satélite e sensores de campo gravitacional. Outra técnica largamente utilizada é sísmica, que consiste em provocar pequenos abalos no solo. Estes abalos geram ondas sonoras que são captadas e registradas em sismógrafos, cuja análise dos dados permite obter informações sobre a composição, conteúdo dos fluidos e a extensão e geometria das camadas de rocha no subsolo.

A interpretação destas informações permite que os geólogos identifiquem se existe ou não a possibilidade de serem encontradas reservas de petróleo naquela região e, mais precisamente, onde as perfurações deverão ser realizadas para que se encontrem as jazidas. Apesar da sofisticação e da qualidade das técnicas empregadas, os estudos geológicos e geofísicos não garantem a existência do petróleo. A única maneira de se confirmar a existência de petróleo é através da perfuração.

Os elevados custos da fase de perfuração justificam a importância da fase de estudos geológicos e geofísicos. Segundo Almeida (2002), os custos de perfuração podem representar entre 40 e 80% dos custos de exploração e desenvolvimento de um campo de petróleo. Portanto, quanto maior for a precisão dos estudos em determinar o local exato onde o petróleo deve ser encontrado, mais eficiente será a empresa petrolífera em seus esforços na etapa de exploração e produção.

A perfuração é feita através de sondas, equipamentos complexos que são capazes de “cortar” as rochas subterrâneas em busca do petróleo. Esta etapa exige grande especialidade e cautela, pois são grandes os riscos de explosões e vazamentos de óleo. Algumas técnicas são utilizadas pelos engenheiros para impedir estes acidentes, como a injeção de lamas de sondagem e os dispositivos chamados *blowout preventers*, instalados na boca do poço.

A perfuração pode ser feita tanto em terra (*onshore*) quanto no mar (*offshore*). Existem basicamente 3 tipos de equipamentos para perfurações *offshore*: as plataformas auto-elevatórias, as plataformas semi-submersíveis e os navios-sonda. (Almeida, 2002)

As plataformas auto-elevatórias são sondas sustentadas por pilares fixos no fundo do mar, utilizadas em águas rasas. Para perfurações em águas de mais de 400 metros de profundidade são utilizadas as plataformas semi-submersíveis. Estas são ancoradas e sustentadas por equipamentos flutuadores submersos na água, promovendo maior estabilidade para a sonda. Os navios-plataforma são similares a navios convencionais, mas com plataformas de perfuração instaladas, e são usados em perfurações em águas profundas. Tecnologias de navegação ajudam a manter o navio em uma posição constante para a sonda.

Os serviços de perfuração são normalmente realizados por empresas contratadas, que possuem suas próprias sondas. Isto ocorre porque a prestadora de serviço pode deslocar seu equipamento entre áreas de exploração de diversas empresas, reduzindo a subutilização de seus equipamentos. Estas empresas, conhecidas como parapetrolíferas, costumam prestar muitos outros tipos de serviços às petrolíferas, e são parte importante da indústria.

Se for encontrado óleo no esforço de perfuração de um novo poço, a plataforma faz perfurações adicionais nas redondezas para delimitar a jazida e avaliar o volume das reservas.

Depois de constatada a existência das reservas, inicia-se a fase de desenvolvimento. Nela, o poço será preparado para o início da produção. Ali é feita a perfuração para a instalação dos tubos pelos quais o óleo será extraído, e são instalados os equipamentos de boca de poço.

Iniciada a extração, esta será influenciada pela quantidade de gás existente na jazida. Por vezes, o óleo sairá normalmente, sem necessidade de uso de equipamentos adicionais, graças ao gás, que expelle o óleo para cima. Se a pressão do gás for fraca ou nula, será preciso ajuda de bombas de extração. Mesmo assim, grande parte do óleo existente na jazida não pode

ser extraído. As atuais restrições técnicas limitam a produção do óleo existente nos reservatórios a cerca de 30% a 40% de seu volume total. (Pinto Junior et. al., 2007)

1.2.2 – Transporte

Extraído, o petróleo é armazenado na plataforma até ser transportado para as refinarias, onde ocorre a etapa da transformação do óleo cru em seus derivados. O transporte entre as plataformas de produção e as refinarias pode ser feito basicamente de duas maneiras: através de dutos (oleodutos ou gasodutos) ou por navios petroleiros. Os oleodutos e gasodutos podem ser terrestres ou marítimos.

O transporte marítimo costuma ser preferido para o transporte de grandes distâncias, dado seu baixo custo. Neste caso, quanto maior a capacidade de armazenagem do navio, maiores serão as economias de escala, pois se torna possível transportar quantidades maiores de petróleo pelo mesmo custo. O transporte internacional de petróleo é feito, predominantemente, por navios petroleiros. O transporte de petróleo por vias marítimas é tão volumoso que chega a ser responsável por 40% de todo o comércio marítimo mundial. (Almeida, 2002)

Oleodutos e Gasodutos são preferidos em transportes de médias e curtas distâncias. A razão da preferência por outros meios de transporte (notadamente o transporte marítimo) em grandes distâncias é o alto custo de instalação dos dutos. Ainda assim existem, no Brasil e no mundo, redes de dutos para transporte de óleo e gás de grandes distâncias.

O transporte por meios rodoviários e ferroviários também são utilizados, mas em menor escala, e costumam estar concentrados no transporte de produtos derivados já refinados. Estes meios de transporte são pouco vantajosos dadas suas baixas capacidades, o que os tornam mais custosos.

1.2.3 – Refino

O petróleo bruto, em seu estado natural, não tem utilidades. O refino é a etapa responsável por transformar a produção das plataformas do *upstream* em produtos comercializáveis no *downstream*. Segundo definição da ANP: “O refino de petróleo é, basicamente, um conjunto de processos físicos e químicos que objetivam a transformação dessa matéria-prima em derivados.” (ANP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/>)

A produção dos derivados de petróleo nas refinarias consiste, basicamente, em um processo através do qual o óleo cru é separado em diversas frações ao ser submetido às diferentes temperaturas de ebulição dos hidrocarbonetos que o compõe. Este processo é chamado de destilação atmosférica. Inicialmente o óleo é pré-aquecido e colocado em torres de destilação atmosférica, que é seccionada em uma série de compartimentos. O calor fará os hidrocarbonetos mais voláteis entrarem em ebulição a uma determinada temperatura, enquanto o restante do óleo (compostos mais densos) descerá ao compartimento mais baixo da torre. Este processo é repetido, cada vez com temperaturas mais altas, até que todo o óleo tenha sido separado e o resíduo restante chegue à base da torre. Após o resfriamento, os gases gerados neste processo retornarão ao estado líquido em diferentes formas: butano, nafta, querosene, gasóleo, óleo combustível e resíduos. Estas frações são posteriormente tratadas e combinadas, gerando os derivados nas formas em que serão utilizados comercialmente.

Figura 1.2 – O esquema de produção no refino do petróleo



Fonte: ANP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/>

As refinarias são instalações grandes e necessitam um grande investimento, dada a natureza complexa de seu funcionamento, que exige um conhecimento especializado. Para a otimização de sua produção, é importante que os técnicos conheçam bem a qualidade do petróleo utilizado, pois os óleos extraídos dos diversos campos de produção são substancialmente diferentes em composição, podendo ter melhores aproveitamentos para alguns produtos derivados do que para outros. Ademais, é importante que o refino atenda as exigências quanto à qualidade e especificidades dos produtos derivados na maneira como eles serão demandados no downstream.

Quanto à localização, as refinarias costumam estar próximas aos grandes centros consumidores. O motivo por trás disto é o alto custo do transporte de derivados, substancialmente superior ao custo do transporte do óleo bruto.

1.2.4 – Distribuição

A etapa de distribuição é a ponta da cadeia. Consiste basicamente no fornecimento de combustíveis aos mercados consumidores. Os derivados obtidos do refino são armazenados e embalados para serem distribuídos aos compradores. Este transporte pode ser feito por frotas próprias ou contratadas. Os principais produtos vendidos são o óleo diesel, a gasolina tipo C (com adição de álcool), o etanol (não derivado de petróleo), o gás liquefeito de petróleo (GLP, o gás de cozinha), combustíveis escuros, gás natural veicular (GNV), querosene de aviação e lubrificantes.

No caso de combustíveis como a gasolina C ou o óleo diesel, cabe ao distribuidor fazer a combinação dos tipos diferentes de produtos que compõem estes combustíveis. A gasolina C padrão, por determinação da ANP, deve conter 20% de álcool anidro, enquanto o diesel deve conter 4% de biodiesel. Estes percentuais podem variar de acordo com a disponibilidade de álcool no mercado e a tentativa de alcance de metas de utilização de biocombustíveis na matriz energética brasileira por parte da ANP. Os distribuidores ainda podem formular alguns combustíveis, como a gasolina, aumentando a octanagem e incluindo aditivos para melhor desempenho dos motores. Estas são chamadas gasolinas *premium*, e suas formulações devem ser informadas à agência reguladora.

Por estratégia de negócio, as empresas costumam dividir seu negócio de distribuição em dois canais de venda principais: o varejo e o comercial (ou *business-to-business*). No varejo os combustíveis são vendidos à população geral através dos postos de serviços. Já o comercial envolve a venda de combustíveis diretamente para outras empresas, exemplo: transportadoras, fábricas e companhias aéreas.

Devido à grande competitividade e o baixo grau de diferenciação dos produtos nesta etapa, os esforços das empresas na distribuição costumam estar focados na captação e fidelização dos clientes.

1.2.5 – Petroquímica

O petróleo não é apenas uma fonte de energia. O refino do petróleo produz nafta e parafina, que são utilizados para a produção de eteno, propeno, benzeno, entre outros hidrocarbonetos, que são insumos básicos para a indústria petroquímica.

Através do manuseio destes produtos, é possível obter petroquímicos de 2ª geração, como polietileno, o polipropileno e o polivinilcloro. Na 3ª geração estes produtos irão gerar os produtos finais, uma infinidade de bens de consumo do nosso dia-a-dia. A indústria do plástico é o setor que movimenta a maior quantidade de produtos petroquímicos, por suas inúmeras aplicações. Também se obtém através da indústria petroquímica: acrílicos, medicamentos, borracha sintética, tecidos sintéticos, vernizes, filmes fotográficos, batons e chicletes.

A petroquímica pode ser caracterizada como uma atividade de alto valor agregado, em contraponto ao óleo cru e os combustíveis derivados simples. Por isso se torna um interessante ponto de escoamento da produção e refino das companhias petrolíferas.

1.3 – As Estratégias Adotadas pela Indústria do Petróleo

Dentre as diferentes classificações definidas por Guimarães (1982) para a caracterização das indústrias, a indústria do petróleo está mais próxima à categoria de

indústria de oligopólio homogêneo¹. Segundo Guimarães (1982, p. 40): “indústria onde não ocorre nem competição por preço nem por diferenciação de produto”. Isto significa que as formas de competição que utilizadas pelas firmas neste segmento serão outras, como a captação de clientes e distribuição. Formas de diferenciação podem aparecer, porém na qualidade de prestação dos serviços, atendimento ao cliente, e outras estratégias mais relacionadas ao esforço de vendas do que ao aprimoramento do produto em si.

A falta de diferenciação do produto tem origem nas características do bem final. O baixo grau de objetividade dos critérios para avaliação do produto indica uma baixa tendência à diferenciação. Tanto os combustíveis quanto a maior parte dos produtos finais do processo de refino do petróleo se encaixam neste padrão, pois é muito baixa a percepção de diferenças, por parte do consumidor, entre os produtos ofertados por firmas diferentes. Adicionalmente, no Brasil, assim como em muitos países, os combustíveis devem atender a padrões estabelecidos pelos órgãos reguladores, não sendo possível desenvolvê-los.

As economias de escala e escopo existentes neste segmento, junto com as vantagens de custo, obtidas através da exploração e produção dos campos mais rentáveis e com maiores reservas, atuam como potentes barreiras à entrada. A existência destas potentes barreiras à entrada leva a indústria do petróleo a apresentar uma forte tendência a se constituir na forma de oligopólios.

1.3.1 – As Estratégias de Integração Vertical

A baixa capacidade de diferenciação das indústrias de oligopólio homogêneo faz com que suas perspectivas de diversificação sejam mais restritas do que em indústrias de produtos diferenciados. Em indústrias de oligopólio homogêneo, a pesquisa e o desenvolvimento não são estrategicamente direcionados para a geração de novos produtos, servindo mais à otimização da linha de produção da indústria. A constante busca por otimizações da linha de produção faz com que a integração vertical se seja a forma de diversificação mais utilizada pela indústria do petróleo, já que permite reduções dos custos existentes sobre a atuação nas diversas etapas da cadeia.

¹ Em sua obra, Guimarães define, a partir da combinação de dois tipos de competição, que são a competição por preço e a competição por diferenciação de produto, quatro classes diferentes de indústria: indústria competitiva, indústria competitiva diferenciada, oligopólio diferenciado e oligopólio homogêneo.

As motivações para as estratégias de integração vertical por parte das firmas na indústria do petróleo podem ser divididas em fatores técnicos e fatores de gerenciamento de risco. Os fatores técnicos são como os mencionados na seção 1.1, mais facilmente aplicáveis a outras indústrias, decorrentes de economias de escala e escopo, redução de custos de transação, e a garantia no provisionamento de insumos críticos. Já os fatores relacionados ao gerenciamento de riscos são muito específicos à indústria do petróleo, devido à existência, nesta indústria, de riscos particulares e muito elevados.

1.3.1.1 – Fatores Técnicos

Dentre os fatores técnicos determinantes das estratégias de integração vertical das firmas da indústria de petróleo, o controle do provisionamento de insumos é um dos mais importantes a ser destacado, como determinante para a verticalização para trás (*upstream*). Apesar de os produtos finais comercializados pela indústria do petróleo serem diversos, a forma como o insumo fundamental desta indústria se apresenta na natureza é único, pois no petróleo estão misturados os diversos tipos de hidrocarbonetos. A existência de praticamente um único insumo (o petróleo bruto), faz com que o suprimento deste insumo seja fundamental para o funcionamento de todas as etapas subsequentes na cadeia.

Há que se destacar que este suprimento está sujeito às grandes oscilações do preço do petróleo. O petróleo é uma *commodity*, negociada em grandes quantidades nos mercados internacionais. Fatores de mercado e conjunturas geopolíticas, como as exemplificadas anteriormente, influenciam diretamente nos preços, fazendo com que estes flutuem. Esta oscilação afeta os preços e margens das diferentes etapas da cadeia. Quando os preços sobem, as margens de lucro do *upstream* aumentam, tornando cada vez mais interessantes esforços exploratórios, mesmo em áreas com grande custo de pesquisa e extração. Para o *downstream*, porém, o efeito é o reverso. Sofrendo com o aumento do custo dos insumos, as margens do refino, transporte e distribuição caem e os investimentos em refinarias se tornam menos atraentes. Em contrapartida, quedas nos preços do petróleo reduzem as margens do *upstream* e aumentam as margens do *downstream*. A integração vertical, portanto, permite que a firma se proteja das oscilações nos preços do petróleo ao impedir que suas margens de lucro flutuem junto com o mercado.

O aproveitamento de economias de escala existentes em algumas atividades da cadeia também é determinante para o movimento de integração vertical, notadamente no sentido do refino e do transporte. As economias de escala destas etapas têm sido percebidas pela indústria desde as origens da indústria, e serão mais aprofundadas adiante.

1.3.1.1 – Fatores de Gerenciamento de Risco

As diferentes etapas da cadeia do petróleo apresentam estruturas de capital e riscos muito distintos. Este padrão é, para Alveal (1994), o principal motivo para a busca pela integração vertical por parte das empresas petrolíferas.

A etapa mais capital intensiva e mais arriscada da cadeia é, certamente, a etapa de exploração e produção. O grande grau de complexidade das tecnologias empregadas na pesquisa e extração do petróleo exige vultosos dispêndios por parte das firmas. Ao mesmo tempo, esta etapa apresenta riscos que dificilmente são encontrados em outras atividades econômicas. Para Pinto Junior et. al. (2007) os riscos específicos existentes na indústria do petróleo são o risco geológico e o risco político. O risco geológico é decorrente da incerteza quanto à descoberta e a rentabilidade das jazidas exploradas, que somente serão conhecidas após concluídas etapas que já exigem grandes dispêndios de capital. O risco político é advindo de possíveis mudanças nos regimes políticos dos países hospedeiros, que afetam as condições de operação e as decisões de investimento. Há que se ressaltar que o custo político é também um custo de transação, dadas as incertezas e a limitação dos contratos firmados entre as empresas petroleiras e os países hospedeiros. Os custos de transação são fatores determinantes da decisão por diversificações verticais conforme mencionado na seção 1.1.

Segundo Pinto Junior et. al. (2007), a atividade de exploração e produção chega a concentrar cerca de 70% dos dispêndios de capital da indústria, e, devido a este grande risco, tem taxas de autofinanciamento altíssimas (70% a 80%), já que as instituições financeiras muitas vezes não estão dispostas a assumir estes riscos. Outra modalidade utilizada pelas firmas é o financiamento partilhado. Nela as firmas, inicialmente concorrentes, dividem custos, despesas e receitas dos blocos exploratórios, que partilham de acordo com a participação de cada uma no empreendimento.

As etapas seguintes da cadeia demonstram intensidades de capital e riscos decrescentes. O refino exige grandes investimentos, porém substancialmente inferiores aos do *upstream*. No transporte, tanto o risco quanto a intensidade de capital caem. Por último, a distribuição é a etapa menos arriscada e menos densa em capital. A integração vertical seria importante, portanto, para que as firmas obtenham uma relação risco/custo médio que compense os diferenciais dos segmentos da cadeia.

1.3.2 – As Estratégias de Internacionalização

A diversificação geográfica (ou a internacionalização) obedece a duas lógicas: Ela mitiga os riscos geológicos e políticos da petrolífera ao levar a firma a operar em locais com diferentes características geológicas e diferentes regimes políticos, além de ser uma extensão estratégica natural das atividades da empresa.

1.3.3 – O Papel das Economias de Escala

Economias de escala ocorrem quando aumentos t na quantidade de insumos geram aumentos maiores do que t na produção (Iooty, 2002):

$$f(tK, tL) > tf(K, L)$$

O que significa dizer que os custos médios caem conforme aumenta a quantidade produzida.

Na indústria do petróleo, economias de escala são percebidas principalmente nas etapas de transporte e refino. No refino, em particular, as origens da indústria demonstraram exemplos claros de consistentes reduções dos custos médios de produção a partir de aumentos na capacidade de refino do petróleo². Os motivos para a queda nos custos médios do refino se originam, principalmente: i) da indivisibilidade dos fatores de produção mobilizados, que permite o aproveitamento comum de matérias-primas, processos e equipamentos nas diferentes unidades da planta de refino; e ii) a não proporcionalidade entre a escala das plantas

² Ver Chandler (1990)

e os custos, dada pela relação entre volume produzido e custo dos produtos individuais. (Pinto Junior et. al., 2007)

No *upstream*, as oportunidades para o aproveitamento de economias de escala parecem reduzidas. Enquanto o aumento da produção de um dado poço pode apresentar ganhos crescentes diante do aumento do uso de seus insumos envolvidos, o aproveitamento destas técnicas para a produção em outras áreas é limitada.

A etapa de exploração é um processo intensivo em conhecimento. A familiaridade com a área explorada e o domínio das técnicas utilizadas para reduzir os custos de extração podem aumentar o sucesso da firma em próximas campanhas exploratórias no local. Ainda assim, a diversidade geológica é muito grande, o que significa que a experiência acumulada obtida através da exploração de uma bacia, encontrará limitações ao ser aplicada na exploração e produção de outra bacia. Bridge (2008) afirma que, mais importante que as economias de escala no *upstream*, são as economias de escopo. A firma pode obter economias de escopo se realizar, de maneira eficiente, todas as atividades da exploração e produção de maneira integrada, como: visualizar e interpretar as informações geológicas do solo analisado, conduzir a perfuração e monitorar as ferramentas que permitem um acompanhamento da performance da produção do local.

Estes ganhos explicam, em parte, o crescimento e a importância da indústria parapetroleira. Em determinados períodos de baixa nos preços do petróleo, notadamente nos anos 1980, quando a etapa de exploração e produção se tornou menos atraente, as petroleiras optaram por terceirizar estas atividades do *upstream* em uma tentativa de controlar os custos. Esta transferência de controle sobre atividades fundamentais dotou as parapetroleiras de um profundo conhecimento sobre o *upstream*, levando as mesmas a ocupar um espaço de destaque na atual indústria do petróleo. (Bridge, 2008)

A existência de economias de escala é um dos principais motivos para a existência de uma grande tendência nesta indústria a formar mercados com elevados graus de concentração. Historicamente a indústria do petróleo se estruturou em forma de monopólios e oligopólios em todas as partes do mundo. O longo prazo dos investimentos, as vantagens de escala e a necessidade de financiamento são fatores que ajudam a introduzir barreiras à entrada na indústria, levando a esta configuração.

1.3.4 – As Estratégias de Diversificação Horizontal

A diversificação horizontal é consequência da versatilidade do petróleo. O mesmo insumo é capaz de gerar, através do mesmo processo de refino, uma variedade de produtos combustíveis e não combustíveis. A diversificação contínua dos produtos como estratégia de expansão das firmas foi, porém, uma prática pouco explorada pela indústria do petróleo, entre seu surgimento até a Segunda Guerra mundial. Este processo é largamente discutido por Alfred Chandler em seus trabalhos “Ensaio para uma teoria histórica da grande empresa” (1988) e “Escala e Escopo” (1990).

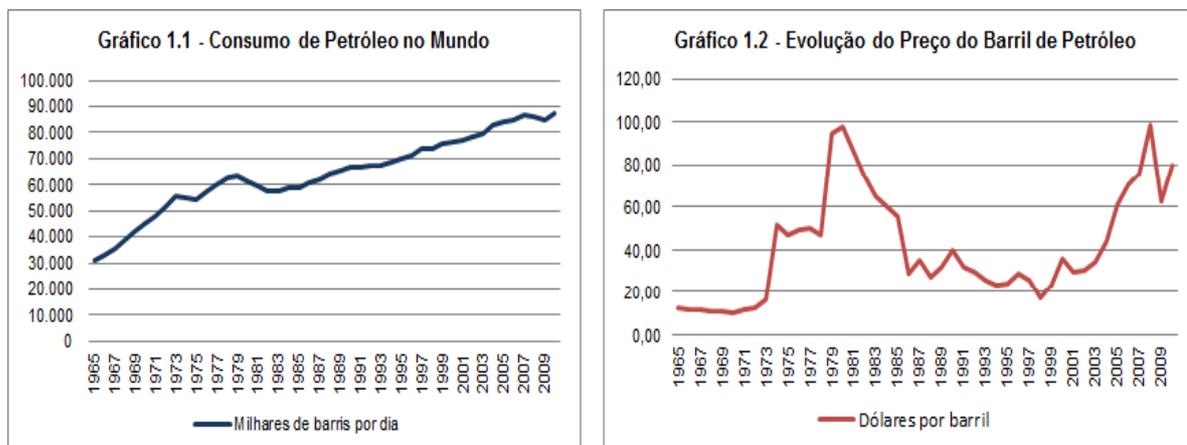
Chandler explora a importância da petroquímica nas estratégias de diversificação das firmas. Para o autor, o foco em gasolina, óleo combustível e lubrificante impediu que as empresas de petróleo percebessem as possibilidades da indústria petroquímica. Dentre as *majors*, apenas a Shell havia construído um grande negócio em química antes de 1941. Com a expansão industrial do pós-guerra, e a crescente demanda por produtos químicos, surgiram mercados para a produção em larga escala e de baixo custo unitário para produtos além dos combustíveis. Depois da Segunda Guerra, praticamente todas as firmas da indústria do petróleo haviam começado a diversificar suas linhas de produtos.

1.4 – Os Padrões de Oferta e Demanda do Petróleo

Historicamente, os níveis de consumo de petróleo têm aumentado ano após ano. A grande volatilidade dos preços do barril demonstra que a demanda por petróleo é consideravelmente inelástica no curto prazo. Os gráficos 1.1 e 1.2 abaixo mostram a evolução do consumo e dos preços do barril de petróleo entre 1965 e 2010. É possível verificar que o nível de consumo cresce em um ritmo estável, em contraste com o preço do barril, que sofre várias oscilações no período.

Para o futuro, as projeções apontam para um aumento consistente na demanda por petróleo no mundo até 2035. Este crescimento seria impulsionado, principalmente, por países asiáticos, como Índia e China. Nos países desenvolvidos, por outro lado, espera-se uma redução na demanda. A demanda na América Latina também deve aumentar. Neste continente, de acordo com as estimativas da OPEP, a demanda por petróleo sairia de 5,2 em 2010 para 6,8 milhões de barris por dia em 2035.

Gráficos 1.1 e 1.2 – Evolução do Consumo e dos Preços do Petróleo (1965 – 2009)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados obtidos em BP Statistical Review of World Energy 2011

Tabela 1.1 – Projeções sobre a evolução da demanda por petróleo até 2035

Em milhões de barris por dia

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
North America	23.9	24.1	23.8	23.4	22.9	22.3
Western Europe	14.5	14.2	14.0	13.7	13.3	12.9
OECD Pacific	7.8	7.7	7.4	7.2	6.9	6.7
OECD	46.1	46.0	45.2	44.2	43.1	41.9
Latin America	5.2	5.7	6.0	6.3	6.6	6.8
Middle East & Africa	3.4	3.7	4.0	4.4	4.7	5.1
South Asia	4.0	4.8	5.8	6.8	8.0	9.2
Southeast Asia	6.2	6.8	7.6	8.4	9.1	9.9
China	8.9	11.6	13.8	15.6	17.1	18.4
OPEC	8.1	9.2	9.9	10.7	11.6	12.5
Developing countries	35.9	41.8	47.2	52.2	57.0	61.9
Russia	3.1	3.3	3.3	3.4	3.4	3.4
Other transition economies	1.7	1.9	2.0	2.2	2.3	2.5
Transition economies	4.8	5.1	5.3	5.5	5.7	5.9
World	86.8	92.9	97.8	102.0	105.8	109.7

Fonte: OPEC. 2010 World Oil Outlook

Ao analisar as projeções de demanda dos principais produtos derivados do petróleo no Brasil, verificam-se padrões distintos de evolução do consumo entre os diferentes produtos.

Estima-se que a gasolina, cujo uso principal é de combustível para automóveis particulares, deve perder participação dentro da matriz energética, sendo substituída pelo etanol e pelo gás natural veicular. Um possível crescimento na demanda seria decorrente apenas de um aumento geral na demanda por combustíveis.

As demandas por óleo diesel, principal combustível para o transporte rodoviário de cargas e passageiros, e por querosene, principal combustível do transporte aéreo devem aumentar. O crescimento da economia brasileira seria o principal responsável por este aumento, já que o consumo destes produtos é especificamente muito sensível ao ritmo da atividade econômica.

Tabela 1.2 – Projeções de taxas de crescimento da demanda por derivados de petróleo (% a.a.)

	Cenário Base de Mercado			
	2002-2005	2005-2010	2010-2015	2002-2015
GLP	0,44	1,84	2,11	1,62
Gasolina	0,73	0,28	1,80	0,97
Querosene	5,35	3,75	4,92	4,57
Óleo diesel	1,51	2,97	2,27	2,36
Escuros	1,16	3,65	3,72	2,22
Óleo combustível	-6,09	1,54	1,15	-0,42
Coque-verde	8,52	5,14	5,23	5,94
Nafta	2,08	2,75	2,89	2,65

Fonte: MACHADO, et. al. (2005)

O óleo combustível é o derivado de petróleo que deverá perder mais espaço. A principal utilização deste derivado é em indústrias, para o aquecimento de fornos e caldeiras, ou em motores de combustão interna, para geração de calor. Este combustível perderia espaço para a utilização do gás natural e do coque-verde. O coque-verde é uma das frações mais pesadas do refino do petróleo. Este produto é utilizado principalmente em segmentos industriais como siderúrgicas, cimenteiras e termelétricas.

A demanda pelo gás liquefeito de petróleo (GLP) deve crescer moderadamente. Ao mesmo tempo em que sua demanda aumenta de acordo com o crescimento populacional, e, em algum nível, de acordo com o aumento da urbanização, através da substituição da lenha e do carvão pelo botijão de gás, este perderá espaço com o crescimento de sua substituição pelo gás natural e pela energia elétrica.

A nafta é utilizada, principalmente, como insumo da indústria petroquímica e na produção de gasolinas. Enquanto a gasolina deve perder participação entre os combustíveis da indústria automotiva, o crescimento da petroquímica pode aumentar sua demanda. A nafta, porém, pode ser substituída pelo gás natural como insumo petroquímico. É esperado que sua demanda cresça de maneira estável.

CAPÍTULO II

HISTÓRIA DA INDÚSTRIA NO BRASIL E NO MUNDO

Para uma melhor compreensão sobre as estratégias adotadas pela indústria do petróleo, assim como sobre as estratégias da Petrobras, este capítulo apresenta a história desta indústria. A seção 2.1 aborda a história da indústria mundial do petróleo, desde suas origens norte-americanas através da construção do império da Standard Oil, até o período do contrachoque do petróleo, nos anos 1980. As seções 2.2, 2.3 e 2.4 abordam a história da indústria brasileira, desde seus primórdios, passando pela criação e atuação da Petrobras, até os anos que se seguiram à quebra do monopólio, em 1997.

2.1 – A Evolução da Indústria no Mundo

Alguns fatos são marcantes para a indústria do petróleo no mundo. Primeiro, o estabelecimento e o desmembramento do império da Standard Oil no mercado americano. O poder deste grupo econômico no final do século XX e início do século XXI era tal que seu dono, John D. Rockefeller, era tido como o homem mais rico dos Estados Unidos. O desmembramento desta empresa foi fundamental para a configuração da indústria mundial do petróleo como é hoje. Outros acontecimentos fundamentais foram os dois choques do petróleo durante os anos 1970, que mudaram fundamentalmente a direção das estratégias das empresas na busca pelas reservas de petróleo no mundo, assim como a política energética de muitas nações. Esta história é relatada nas subseções a seguir.

2.1.1 – O Império da Standard Oil

No início da produção de petróleo nos Estados Unidos, em meados do século XIX, a extração era descentralizada, realizada por diversos empreendedores individuais, que incentivados pela legislação americana, buscavam uma produção rápida e nas maiores

quantidades possíveis, muitas vezes levando ao esgotamento prematuro dos poços. (Pinto Junior et. al., 2007)

Durante este período, os preços e disponibilidades dos produtos variavam demasiadamente, e o querosene, principal derivado do petróleo comercializado à época, variava muito em qualidade. O grande diferencial que contribuiu para o crescimento da Standard Oil foi perceber as vantagens da integração da indústria e suas economias de escala.

Inicialmente, a Standard Oil atuava apenas nas etapas de refino e distribuição de derivados. Segundo Chandler (1990), na indústria do petróleo, assim como em muitas outras indústrias, o potencial para gerar economias de escala estava muito mais no processamento (no caso o refino) do que na produção (extração do óleo). A expansão da capacidade de refino da Standard Oil, em Cleveland, entre os anos de 1865 e 1870, permitiu uma redução no custo unitário do galão em quase metade. Esta economia de escala, por sua vez, levou à obtenção de maiores vantagens na etapa seguinte da cadeia, o transporte. A grande competição entre as ferrovias americanas à época, junto com os altos custos fixos dos transportes ferroviários, levavam seus operadores a conceder grandes descontos aos clientes de grandes volumes, baixando a taxa preço/volume transportado. As baixas taxas de transporte, combinadas aos baixos custos unitários da produção das refinarias, permitiram que a Standard Oil ganhasse enorme poderio econômico para competir com as outras refinarias pelo país.

Até os anos 1880 a Standard Oil havia então construído seus próprios oleodutos, após perceber as grandes vantagens deste tipo de transporte, que, além dos ganhos de escala, promoviam um fluxo de abastecimento mais contínuo para as refinarias. Com escalas de operação muito superiores às utilizadas pelas empresas concorrentes, a Standard Oil reduziu drasticamente os custos médios de produção. Nestas condições as empresas concorrentes acabavam sendo compradas. Com o controle de todas as etapas posteriores à exploração e produção, a Standard Oil estabeleceu um monopólio, o que ajudou a equilibrar a oferta e os preços, reduzindo a volatilidade que ocorria até então.

Com a racionalização da produção e os investimentos na expansão das vendas, a Standard Oil chegava a oferecer, na Europa, querosene refinado nos Estados Unidos a preços mais baixos que o refinado na Rússia. Da mesma maneira, vendia na China a preços mais baixos que o querosene produzido nas Índias Orientais Holandesas (atual Indonésia).

Posteriormente a Standard Oil entrou na atividade de extração, tornando-se uma empresa totalmente verticalizada. As vantagens desta integração vertical são abordadas por Pinto Junior et. al. (2007):

A integração vertical do upstream ao downstream facilitava a administração e repartição dos custos e margens ao longo da cadeia produtiva, através de subsídios cruzados entre os produtos e entre os diferentes segmentos de atividade. Nestas condições, a Standard Oil conseguiu erigir enormes barreiras à entrada de novas empresas na indústria. (p. 62)

Em 1911, devido a uma forte pressão popular contra o monopólio construído pela Standard Oil, o congresso americano aprovou o *Sherman Act*, uma legislação antitruste que determinou o desmembramento da Standard Oil em 33 empresas diferentes. Algumas das empresas resultantes deste desmembramento se tornaram, depois, grandes *players* da indústria mundial do petróleo.

As vantagens da integração vertical e economias de escala também foram percebidas pelas empresas europeias. A holandesa Royal Dutch foi a primeira empresa a construir refinarias de grande escala nas Índias Orientais. Esta se aliou à britânica Shell Transport para o escoamento de sua produção aos grandes mercados na Europa. Em 1907 as duas empresas se fundiram, dando origem à Royal Dutch Shell.

2.1.2 – Expansão Internacional e o Cartel das “Sete Irmãs”

Pouco depois da Primeira Guerra Mundial, quando o motor à combustão havia se popularizado, e conseqüentemente aumentado a participação dos derivados de petróleo na matriz energética mundial, as grandes empresas petrolíferas iniciaram suas buscas pela exploração de petróleo no exterior, como na América Latina, na Ásia e, principalmente, no Oriente Médio. Esta expansão da produção de petróleo foi concentrada sob as chamadas “sete irmãs”, as sete maiores empresas de petróleo do mundo. Após um período de concorrência estas se uniram em um cartel, que regulava o crescimento da oferta e os preços. A formação do cartel permitia que estas firmas assegurassem o aprovisionamento de petróleo para as refinarias localizadas em vários países pelo mundo, além de garantir que o barril de petróleo permanecesse em um patamar de preços que lhes auferissem interessantes margens de lucro.

Percebendo o excessivo poder das grandes corporações de petróleo estrangeiras, alguns Estados de países produtores iniciaram um processo de intervenção na indústria. É fundada a OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), e passam a ser criadas empresas estatais com monopólio sobre a produção do petróleo local.

2.1.3 – Os Choques do Petróleo

Em 1973, com o início da guerra entre Israel e Egito, os países árabes integrantes da OPEP impuseram restrições à exportação de petróleo a países que apoiassem o Estado judeu. Como efeito, os preços do petróleo quadruplicaram (Pinto Junior et. al., 2007), prejudicando o abastecimento, e causando graves consequências macroeconômicas aos países importadores. Este episódio ficou conhecido como o Primeiro Choque do Petróleo. O Segundo Choque do Petróleo ocorreu pouco tempo depois, em 1979, devido a interrupções na produção de petróleo no Irã, causadas por uma revolução interna.

Os choques do petróleo foram responsáveis pela modificação da estrutura de oferta mundial do petróleo a partir da década de 1980. Os países não-OPEP passam a incrementar suas produções, visando à redução da dependência de petróleo importado, e diversificam a oferta mundial. Ao mesmo tempo são desenvolvidas novas políticas energéticas nos países importadores buscando a substituição de derivados, de maneira a reduzir a dependência do petróleo. (Pinto Junior et. al., 2007)

2.2 – Os Primórdios da Indústria Brasileira

Para que seja possível analisar as estratégias adotadas pela Petrobras, primeiramente é necessário entender a história da companhia e suas estratégias do passado. Esta seção tem o objetivo de apresentar a indústria brasileira do petróleo, com ênfase na atuação da Petrobras desde a sua fundação até 2007, ano do anúncio de descobertas na área do pré-sal.

A atividade de comercialização de produtos derivados de petróleo no Brasil se inicia sob o controle de empresas estrangeiras multinacionais. A primeira a estabelecer tal atividade foi a Standard Oil of New Jersey, uma das empresas resultantes da cisão da Standard Oil

original, que mais tarde viria a utilizar o nome de Esso. O ano seguinte marca a chegada da Royal Dutch Shell ao país. Durante o período, a operação não consistia em nada além da distribuição de produtos derivados (basicamente gasolina e querosene) já refinados, importados do exterior. Na exploração e produção, alguns esforços feitos em perfurações em terra, entre o final dos anos 1930 e o início dos anos 1940, concentrados no nordeste do país, tiveram pouco sucesso.

O interesse estratégico do Brasil no petróleo surgiu e cresceu entre os anos 1930 e 1950. O rápido crescimento industrial do país no período, impulsionado pelas indústrias de bens intermediários, pressionou a oferta de infra-estrutura nacional de transportes e energia, aumentando o consumo de petróleo e seus derivados. Em 1939 foi criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), com a função de regular as atividades de importação, transporte, comércio e refino de derivados de petróleo. A produção brasileira ainda era irrelevante. Até então só haviam sido descobertas jazidas modestas, localizadas, principalmente, no recôncavo baiano. Praticamente todo o óleo consumido no Brasil era importado e refinado pelas empresas estrangeiras que haviam se estabelecido.

A percepção desta vulnerabilidade do país face ao suprimento de derivados de petróleo, conjugado à descoberta de novos campos de produção, levou ao surgimento de uma frente política, no final dos anos 40 e início dos anos 50, que defendia o controle estatal sobre as atividades petrolíferas. O movimento “O petróleo é nosso” ganhou força conquistando o apoio da população. O desfecho desta inquietação política e ideológica foi a criação da Petrobras, através da promulgação da lei 2.004 de 1953. A lei constituiu a Petrobras como sociedade por ações de economia mista e com controle acionário do Governo Federal, e declarou monopólio da União a pesquisa, a lavra, o refino e o transporte de petróleo e gás e seus derivados. Às multinacionais estrangeiras coube apenas ocupar o mercado de distribuição de derivados.

2.3 – O Monopólio da Petrobras

O monopólio institucionalizado da Petrobras sobre as etapas iniciais da cadeia foi interrompido em 1997. Durante os quarenta e quatro anos que durou esta restrição imposta pelo Estado à presença de outras empresas, a Petrobras cresceu e se estabeleceu, moldando a estrutura do mercado neste segmento e o levando a sua atual configuração. As estratégias da Petrobras durante este período mudaram consideravelmente. Da ênfase no refino com grande dependência das importações até se tornar a empresa referência mundial na exploração em águas profundas, com um parque de refino insuficiente para atender a demanda interna. Pode-se dizer que os fatos divisores de águas nesta mudança de estratégia foram os choques do petróleo no mercado internacional.

2.3.1 – O Monopólio Pré-choques do Petróleo

Durante os primeiros anos, a atividade da Petrobras esteve centrada na importação e refino de petróleo. A lei 2.004/53 determinou o monopólio estatal sobre a atividade de refino no país, respeitando as concessões privadas feitas anteriormente. A Petrobras expandiu então o parque de refino brasileiro na década de 1960, através da construção de grandes refinarias, como as de Cubatão (1955), Mataripe (1956) e Duque de Caxias (1961), aproveitando o cenário favorável do mercado internacional.

Naquele momento a conjuntura do mercado mundial do petróleo era de baixa nos preços. As intervenções estatais ocorridas nos países produtores fragilizou o cartel das “sete irmãs”. Sem o cartel para praticar o controle de preços, o preço do petróleo viveu um momento de baixa, até a ocorrência do primeiro choque, em 1973.

A baixa dos preços praticados pelo mercado no mundo favorecia a atividade de refino. Para Alveal (1994), porém, a ênfase da Petrobras na etapa do refino foi motivada primordialmente pelo papel essencial que esta etapa da cadeia desempenha na lógica da integração vertical, estratégia fundamental da indústria petrolífera. A baixa dos preços internacionais teria sido um agravante a este processo natural. Esta ênfase era estratégia já exercida pelas *majors* da indústria há muito tempo. A Standard Oil, por exemplo, iniciou a construção de seu império no mercado americano a partir da atividade de refino.

Em 1963 o monopólio foi estendido às importações. A centralização das importações na Petrobras aumentou o poder de negociação da Estatal, que passou a obter preços vantajosos na compra do óleo importado.

A ênfase no refino não significou, porém, baixo esforço nas atividades de exploração e produção. Entre os anos de 1965 e 1969 os gastos nesta etapa concentraram cerca de 50%, em média, dos investimentos da empresa. (Alveal, 1994)

Os gastos em exploração e produção permitiram que o país aumentasse sua produção de petróleo bruto desde a criação da estatal. O problema é que os ganhos obtidos com a produção eram medíocres frente à crescente demanda interna, impulsionada pela expansão industrial resultantes dos planos de metas de Juscelino Kubistchek. (Pinto Junior et. al., 2007)

A expansão da Petrobras no sentido da verticalização a jusante, notadamente no refino e na comercialização, só foi vigorosamente implementada durante a gestão Geisel (1969-1974). O General, que posteriormente viria a se tornar presidente da república, direcionou os esforços da empresa na etapa de refino, reduzindo consideravelmente o percentual dos investimentos destinados à exploração e produção, que não vinham trazendo retornos nos montantes adequados.

É neste contexto que são fundadas as subsidiárias Petroquisa (1967), Braspetro (1972) e a Petrobras Distribuidora S.A (1972).

A subsidiária Petrobras Distribuidora S.A foi criada para atuar no campo de comercialização de produtos derivados. A criação desta empresa vinha no objetivo de alargar a faixa de autofinanciamento da *holding*, o que permitia canalizar as margens desta etapa para as atividades mais arriscadas, como a de *upstream*. Apesar de sua inserção tardia, em um mercado consolidado, que já contava com a participação de grandes empresas multinacionais, as vantagens obtidas pela Petrobras, advindas principalmente do fato de ser a única empresa totalmente verticalizada, garantiram a ela um rápido crescimento. Até o final dos anos 70 ela já tinha alcançado a liderança do mercado de distribuição, com 53% de market-share, à frente das *majors* multinacionais, há muito tempo já estabelecidas no país.

A atuação no segmento de petroquímica foi inaugurada no ano de 1967, através da criação da subsidiária Petrobras Química S.A, a Petroquisa. Os grandes empreendimentos realizados durante os anos que se seguiram, notadamente a Petroquímica União – PQU, a

Petroquímica do Nordeste – Copene (ambas em 1972) e a Petroquímica do Sul – Copesul (1976) foram decisivos na expansão da indústria petroquímica brasileira. Estes contaram com o esquema empresarial de participação tripartite, combinando capital privado nacional, capital da estatal e tecnologia das multinacionais. O peso do capital estatal, porém, avançava, dando à Petroquisa controle acionário sobre estes empreendimentos. No início dos anos 90, com o governo Collor e seu Programa Nacional de Desestatização, houve um grande desinvestimento no segmento. A Petroquisa vendeu à iniciativa privada sua participação acionária em diversos empreendimentos, o que reduziu consideravelmente seu poder de atuação.

2.3.2 – Diversificação através do Proálcool

Durante a segunda metade dos anos 1970 e primeira metade dos anos 1980, a Petrobras teve sua estratégia afetada pela direção governamental dada ao Programa Nacional de Álcool (Pró-Álcool). Após os choques do petróleo, durante os anos 1970, o governo brasileiro estruturou o programa com o objetivo de reduzir a dependência brasileira da importação de petróleo. A Petrobras, monopolista nos segmentos de extração e refino de petróleo, e que no ano do lançamento do programa, chegava à posição de liderança na distribuição de derivados, tinha interesse de participar da produção do álcool, para diversificar sua atuação. No entanto, conflitos institucionais e interesses privados relegaram à estatal apenas o papel de distribuidora do combustível.

A Petrobras se firmou como ator de peso no programa quando assumiu o controle do sistema de distribuição e tancagem de álcool, batendo as distribuidoras privadas. O interesse neste segmento, porém, só durou até a primeira metade dos anos 1980. A queda dos preços do petróleo no mercado mundial a partir de 1986, e a crise que afetou o país, prejudicando os produtores sucroalcooleiros, interromperam o sucesso do programa. (Alveal, 1994)

2.3.3 – O Monopólio da Petrobras: A expansão do *upstream*

O enfoque da estatal brasileira sobre seu segmento de *upstream*, baixo durante a gestão Geisel, mudou significativamente após os choques do petróleo, ocorridos na década de

70. A alta nos preços do petróleo causou grande desequilíbrio à balança comercial brasileira, e trouxe à tona a necessidade de investimento na produção nacional, com o objetivo de reduzir a vulnerabilidade aos preços e disponibilidades do petróleo nos países exportadores. Ao mesmo tempo, a alta nos preços tornava mais interessante o investimento em campanhas exploratórias mais complexas e custosas.

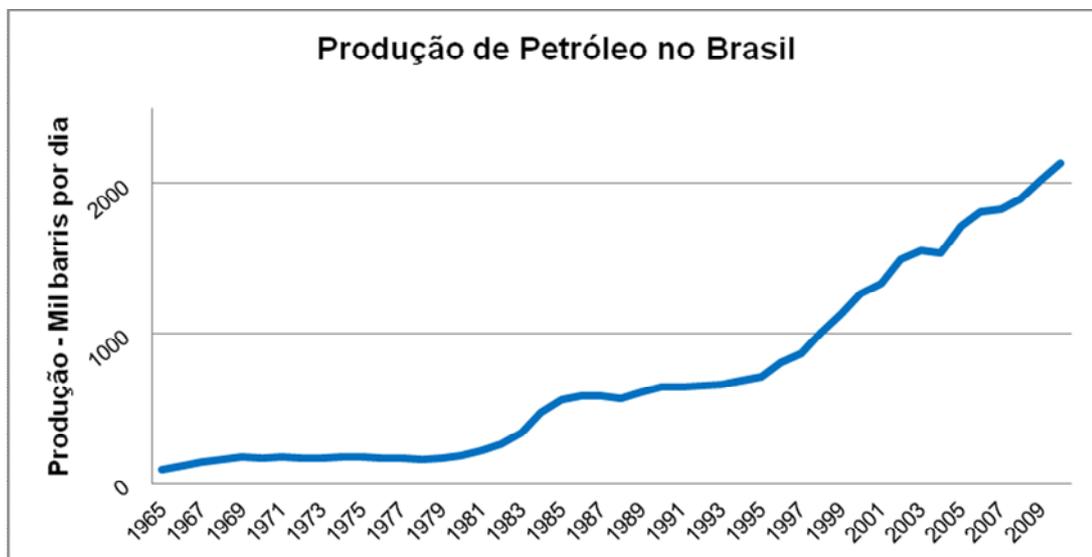
Entre 1971 e 1985, o percentual dos investimentos alocados em exploração e produção saltou de 24% para 83% (Dantas & Bell, 2009). Este período coincide com o momento em que a Petrobras passava a concentrar seus esforços exploratórios em reservas *offshore*, em detrimento às reservas *onshore*, onde ocorreram as primeiras extrações de petróleo no Brasil.

A complexidade e a exigência de grandes dispêndios de capital nesta etapa aumentavam na medida em que os estudos e pesquisas do solo brasileiro indicavam a existência de petróleo em águas cada vez mais profundas. Em 1974 foram descobertas as primeiras grandes reservas da Bacia de Campos, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro. Na mesma bacia, em meados dos anos 1980, a Petrobras descobriu reservas de petróleo e gás gigantescas, a maioria dos recursos localizados em profundidades superiores a 400 metros, havendo ainda alguns a mais de 2.000 metros.

Para se tornar hábil na extração de petróleo em águas tão profundas, onde poucas empresas chegaram a produzir, a Petrobras precisou criar internamente uma rede de busca e difusão de conhecimento, através de investimentos em pesquisa e desenvolvimento, que a ajudassem a atingir seus objetivos. O direcionamento de pesquisas no CENPES (Centro de Pesquisa e Desenvolvimento da empresa, fundado em 1955), interação com outras empresas para obtenção de aprendizado, e convênios firmados com universidades foram algumas das estratégias adotadas pela Petrobras. Esta campanha permitiu que a empresa se destacasse no campo tecnológico, dotando-a de uma extensa base de conhecimento produtivo, e levando-a a se tornar uma referência em exploração de águas profundas.

Neste sentido, o desenvolvimento e aprendizado da Petrobras levaram a empresa a aprimorar as técnicas de exploração em águas profundas. Em 2001, a empresa foi classificada no 12º lugar do ranking mundial de empresas de petróleo. Com mais de 60% de sua produção sendo proveniente de campos de águas profundas e ultraprofundas, a Petrobras já era a maior produtora de petróleo em campos de águas profundas do mundo (Dantas & Bell, 2009).

Gráfico 2.1 – Produção de Petróleo no Brasil entre 1965 e 2010 (em milhares de barris por dia)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados obtidos na BP Statistical Review of World Energy 2011

O gráfico 2.1 acima demonstra o nítido aumento da produção de petróleo no Brasil a partir do início da década de 1980, momento em que a Petrobras passa a intensificar suas atividades de exploração em campos *offshore*. Também é possível notar um aumento significativo na produção brasileira de petróleo a partir do ano de 1997, ano em que é extinto o monopólio da Petrobras sobre as atividades de exploração e produção de petróleo no país.

A expansão do *upstream* como estratégia da estatal após os choques do petróleo não ocorreu apenas dentro do mercado brasileiro. A subsidiária Braspetro, criada em 1972, com o objetivo de explorar e produzir petróleo em áreas externas ao país, foi um meio importante para permitir o aumento da produção de petróleo da estatal.

Durante os anos 1970 a Braspetro iniciou as atividades internacionais da Petrobras na Colômbia, Argélia, Líbia, Iraque e Angola. No Iraque, no final dos anos 1970, a Petrobras chegou a descobrir campos gigantes, com reservas de aproximadamente 30 bilhões de barris de petróleo. Porém negociações com o governo iraquiano levaram à devolução dos campos, mediante o pagamento de grandes indenizações.³ Nos anos 1980, são feitos investimentos no

³ Ribeiro (2006)

Iêmen, na China, e no Golfo do México. Após a Lei do Petróleo, em 1997, a Braspetro foi reincorporada à *holding*, tornando as atividades internacionais da empresa um departamento dentro da Petróleo Brasileiro S.A., a Petrobras.

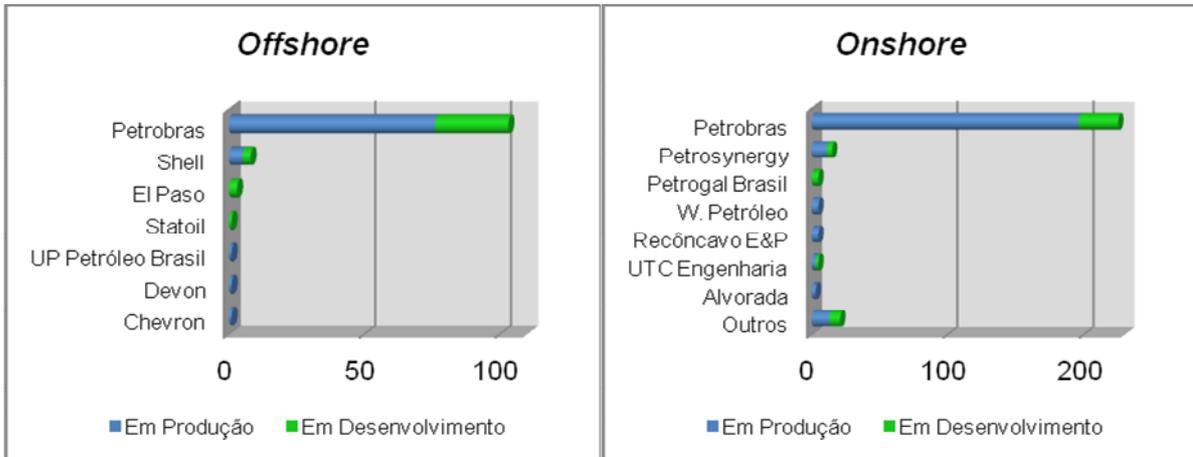
2.4 – O Fim do Monopólio

A década de 1990 marca o fim do monopólio da Petrobras sobre as atividades da cadeia do petróleo. Em agosto de 1997, é assinada a lei 9.487/97, que ficou conhecida como “A Nova Lei do Petróleo”. Esta nova lei promoveu alterações significativas para a indústria brasileira do Petróleo. Primeiramente, deliberou que a titularidade dos direitos de uso do solo para exploração de atividade petrolífera seria da União, e não da Petrobras. O controle da União sobre a empresa foi mantido. A mesma lei ratificou os direitos da Petrobras às áreas que já explorava, mas abriu espaço para que outras empresas, inclusive estrangeiras, participassem da concorrência para obtenção do direito de explorar determinadas áreas, sob regime de concessão. A nova lei também garantiu o direito da firma sobre seus ativos de transporte e armazenagem. A Petrobras, porém, deveria garantir o livre acesso de terceiros a estes ativos.

Outras alterações significativas para a indústria brasileira de petróleo foram a criação de duas novas instituições com responsabilidades sobre o setor: o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP). À ANP coube o papel de regular o setor e de promover os leilões de licitação para exploração de blocos nas bacias sedimentares brasileiras.

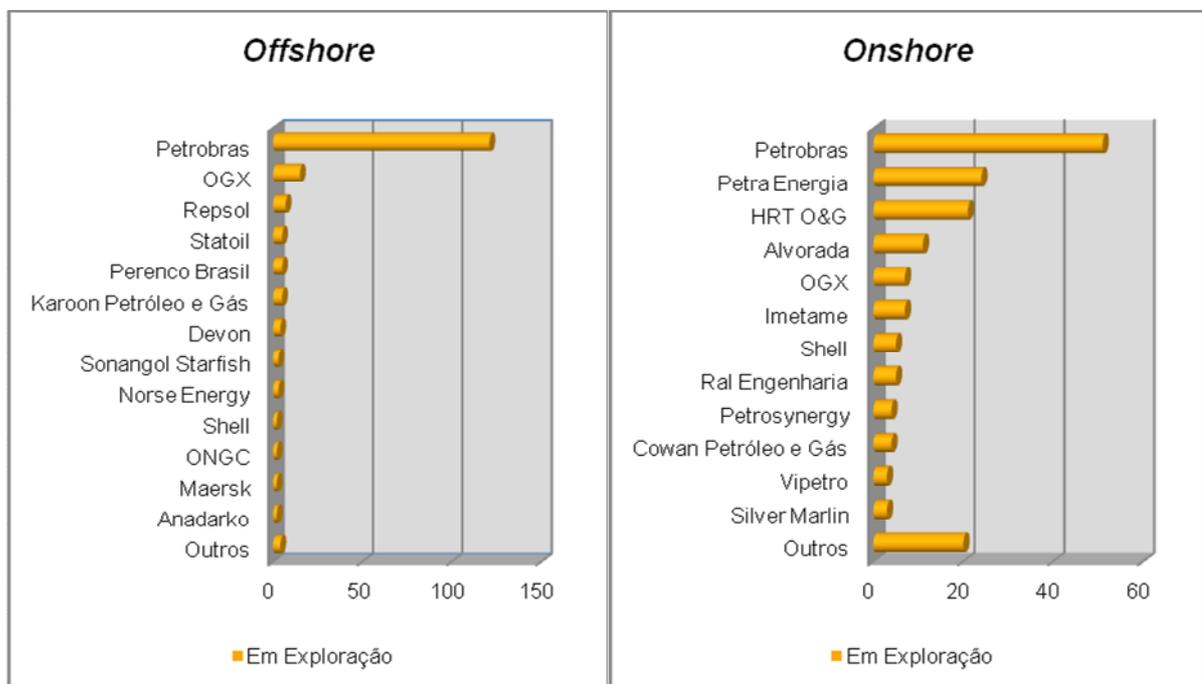
Com a abertura do mercado, dezenas de novas empresas, a maioria multinacionais, entraram no segmento, e passaram a dividir o mercado de exploração e produção com a Petrobras. Apesar do aumento da concorrência, a Petrobras arrematou a maior parte dos blocos licitados até hoje nas 10 rodadas promovidas pela ANP. Em grande parte, explica-se, devido ao grande conhecimento acumulado detido pela empresa necessário para a exploração no território brasileiro. Desde a abertura do mercado, poucas empresas entrantes conseguiram alcançar níveis de produção comparáveis aos de campos da Petrobras. As empresas que lograram maior sucesso foram as *majors* Shell e Chevron, ambas operadoras em blocos em parceria com a própria Petrobras.

Gráfico 2.2 – Campos em fase de Desenvolvimento e Produção por Operador (2011)



Fonte: Elaboração própria com dados do Anuário Estatístico da ANP 2011

Gráfico 2.3 – Blocos em Exploração por Operador (2011)



Fonte: Elaboração própria com dados do Anuário Estatístico da ANP 2011

Os gráficos 2.2 e 2.3 demonstram a divisão dos blocos e campos de petróleo pelas operadoras em 2011, após 10 rodadas de licitação de blocos pela ANP. É fácil notar a concentração das áreas sob operação da estatal, tanto *onshore*, quanto *offshore*.

Os anos que se seguem à abertura do mercado são marcados pela intensificação dos investimentos na exploração *offshore*, onde estão localizadas as maiores reservas de petróleo e gás do território brasileiro, e no sentido da internacionalização das atividades da empresa.

Na segunda metade dos anos 1990, a Petrobras direcionou suas estratégias de internacionalização para o cone sul, notadamente Argentina e Bolívia. No ano de 1997 iniciou-se a construção do gasoduto Brasil-Bolívia, ligando Santa Cruz de la Sierra a Campinas. Este investimento permitiria que a Petrobras aumentasse a participação do gás natural na matriz energética brasileira. No final dos anos 1990, uma iniciativa junto à Repsol, que atuava na Argentina desde sua fusão com a YPF, permitiu que a Petrobras passasse a operar 700 postos de serviço, além de uma refinaria no país vizinho. A ação mais importante para a consolidação da Petrobras como grande *player* do mercado sul-americano foi a compra da Pérez Companc, em 2002, logo após o estouro da crise argentina. A empresa atuava nos segmentos de exploração e produção, refino, distribuição e petroquímica, e tinha negócios na Argentina, Venezuela, Equador e Peru.

Para obter sucesso na estratégia de expansão da exploração *offshore*, a Petrobras busca o desenvolvimento de novas tecnologias, que permitem a redução dos custos de exploração em águas cada vez mais profundas. O resultado destes esforços foram êxitos contínuos nas campanhas exploratórias de grande profundidade. Em abril de 2006, após o início da produção na plataforma Petrobras 50, no Campo de Albacora Leste, o governo brasileiro chegou a anunciar a auto-suficiência de Petróleo do país, já que a capacidade de produção dos campos brasileiros passava a se aproximar da previsão de consumo interna.

O êxito mais marcante, porém, foi a descoberta de reservas de petróleo gigantes no campo de Tupi, em novembro de 2007. A área perfurada localiza-se em rochas abaixo de grandes camadas de sal existentes no subsolo marinho. Esta descoberta confirmou a existência de reservas de petróleo, na área que, então, ficou convencionada a se chamar de pré-sal. Ainda não se sabe ao certo o volume total de petróleo contido nas reservas do pré-sal em toda a costa brasileira, mas as descobertas feitas não deixam dúvidas quanto à comercialidade destas reservas. Somente o Campo de Tupi, estima-se, possui volumes recuperáveis estimados entre

5 e 8 bilhões de barris, enquanto o campo de Guará possui algo entre 1,1 e 2 bilhões de barris⁴. Destaca-se ainda que o petróleo extraído é de qualidade superior, mais leve, e por isso de maior valor comercial.

⁴ PETROBRAS. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/minisite/presal/pt/perguntas-respostas/>. Acessado em 17/03/2012

CAPÍTULO III

ANÁLISE DAS ATUAIS ESTRATÉGIAS E PROJETOS DE EXPANSÃO DA PETROBRAS

O objetivo do presente capítulo é analisar as atuais estratégias de expansão adotadas pela Petrobras. Como fontes de pesquisa são analisados os planos de negócios da empresa divulgados entre os anos de 2009 e 2011. O período é marcado pelas recentes descobertas das grandes reservas de petróleo na camada do pré-sal. Estes eventos são fundamentais dentro das iniciativas tomadas pela empresa para o alcance das metas de expansão para os anos seguintes.

Para a análise pretendida, é necessário entender o atual posicionamento da Petrobras no mercado brasileiro e mundial de petróleo. A seção 3.1 cumpre este objetivo. Nela, são divididos os segmentos de atuação da empresa para o melhor alcance desta análise. A seção 3.2 analisa os principais projetos de expansão da Petrobras atualmente em curso. A seção 3.3 procura, através da análise das projeções de mercado feitas pela companhia, e da divisão de recursos entre as áreas de negócios e projetos analisados na seção anterior, concluir acerca das principais metas e restrições da atual estratégia de expansão da empresa.

3.1 – Análise do posicionamento da Petrobras no mercado em 2011

Dada a extensa lista de atividades nas quais a Petrobras atua, a análise do posicionamento de mercado e do desempenho econômico financeiro da empresa foi dividida entre os seguintes segmentos de atuação: Exploração e Produção, Refino, Transporte, Distribuição, Petroquímica e Internacional. Cada um destes segmentos de atuação atende a um mercado distinto, onde a atuação e o posicionamento da Petrobras são muito diferentes. Cada um destes segmentos é aprofundado a seguir.

3.1.1 – Exploração e Produção

O período em que deteve o monopólio da atividade de exploração e produção no Brasil permitiu que a Petrobras alcançasse a posição de líder absoluta neste segmento no Brasil. A estatal já detinha a maior parte dos campos e blocos de exploração anteriormente à promulgação da nova Lei do Petróleo. Após as rodadas de licitação da ANP, a estatal conservou sua posição ao arrematar a maior parte das áreas licitadas.

Atualmente a empresa é operadora em 272 campos em fase de produção, 96 campos em fase de desenvolvimento e 172 blocos de exploração. Dos campos que opera⁵, 17 estão entre os 20 maiores produtores de petróleo no país, sendo que dos 10 campos maiores produtores de petróleo no país, todos são operados pela Petrobras, conforme é possível verificar no gráfico 3.1.

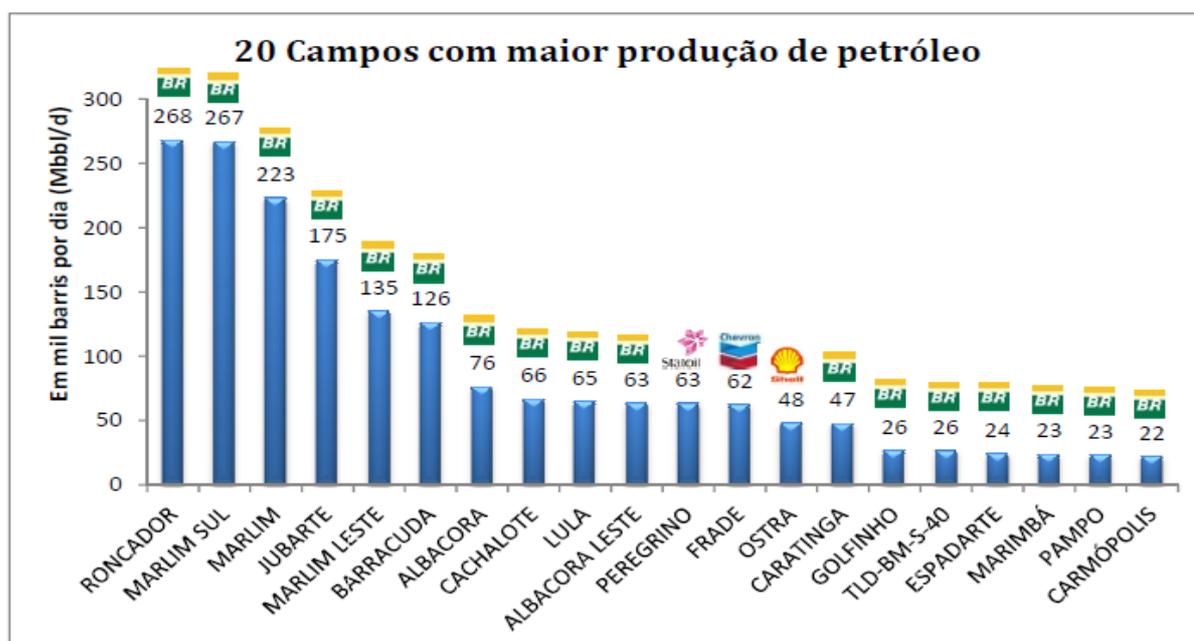
A produção da estatal chega a 1,9 milhões de barris de petróleo e 64 mil Mm³ de gás natural por dia, volumes muito superiores aos das principais concorrentes. A Petrobras é responsável por 90% de todo o óleo e 97% do gás natural produzidos no país. (ANP, 2012)

As reservas de petróleo da empresa atingiram, em 2011, 15,7 bilhões de boe em 2011, o que significa um indicador de reserva/produção de 19,2 anos. (Petrobras, Relatório de Atividades 2011)

O desempenho econômico do segmento de exploração e produção na Petrobras é altamente positivo. Em 2011 foi o segmento que gerou mais lucros para a companhia. De acordo com a divulgação dos resultados do quarto trimestre de 2011, as atividades de exploração e produção geraram uma receita de vendas de R\$ 124.028 milhões, resultando em um lucro líquido de R\$ 40.575 milhões, superior ao lucro líquido consolidado da companhia, que foi de R\$ 33.110 milhões. Isto se explica pelo resultado negativo (prejuízo) de outros segmentos, como o de abastecimento (correspondente ao refino e transporte).

⁵ Em praticamente todos os campos e blocos que opera, a Petrobras é a concessionária com maior participação. Na maioria deles a Petrobras é a única concessionária participante. Dos 17 blocos de maior produção que aparecem no gráfico 3.1, apenas o campo de Lula não é 100% de participação da Petrobras. Este campo a estatal brasileira divide com a BG (25%) e a Petrogal (10%).

Gráfico 3.1 – Volume de petróleo produzido nos 20 maiores campos do Brasil em 2011



Fonte: ANP (2012)

Tabela 3.1 – As seis maiores concessionárias do Brasil, por volume de petróleo e gás natural em 2011⁶

Nº	Concessionário	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mm ³ /d)	Produção Total (boe/d)
1	Petrobras	1.992.876,1	64.235,52	2.396.917,5
2	Shell Brasil	43.450,1	658,02	47.589,1
3	Statoil Brasil	37.797,8	67,75	38.223,9
4	Chevron Frade	32.233,9	407,52	34.797,2
5	BG Brasil	22.619,3	844,78	27.933,0
6	Sinochem Petróleo	25.198,5	45,17	25.482,6

Fonte: ANP (2012)

⁶ Representa o volume de petróleo e gás natural correspondente a cada concessionária, ou seja, aplicados os percentuais de participação de cada empresa no campo produtor.

3.1.2 – Refino

O domínio da Petrobras sobre a indústria, observado no *upstream*, também pode ser sentido na atividade de refino. A Petrobras controla 12 das 16 refinarias em operação atualmente no país, além de dividir com a iniciativa privada a participação na Refinaria Riograndense, a antiga Ipiranga. Da capacidade total das refinarias brasileiras, de 332.703 m³ por dia em 2010 (Anuário Estatístico ANP, 2011), a Petrobras controla as refinarias responsáveis por uma capacidade de refino de 326.428 m³ por dia, o que representa 98% do total.

Em 2011, as refinarias da Petrobras processaram 1.862 mil bpd de carga fresca, sendo 82% provenientes de campos brasileiros. Os principais derivados produzidos pelas refinarias brasileiras foram: Óleo Diesel, Gasolina A, Óleo Combustível, Gás Liquefeito de Petróleo, Nafta e Querosene de Aviação.

Tabela 3.2 – Capacidade diária das refinarias controladas pela Petrobras

Refinaria	Município/Estado	Capacidade (em m3/dia)
Replan	Paulínia (SP)	66.000
Rlam	São Francisco do Conde (BA)	44.500
Revap	São José dos Campos (SP)	40.000
Reduc	Duque de Caxias (RJ)	38.500
Repar	Araucária (PR)	35.000
Refap	Canoas (RS)	30.000
RPBC	Cubatão (SP)	27.000
Regap	Betim (MG)	24.000
Recap	Mauá (SP)	8.500
Reman	Manaus (AM)	7.300
Polo Guimarães	Guamaré (RN)	4.328
Lubnor	Fortaleza (CE)	1.300
TOTAL		326.428

Fonte: Elaboração própria com base no Anuário Estatístico da ANP 2011

O segmento de abastecimento (engloba refino, transporte e comercialização) foi o que gerou maiores receitas para a Petrobras no ano de 2011, totalizando R\$ 198.516 milhões. Os altos custos, porém, derrubaram o resultado financeiro desta área de negócios, levando-a a fechar com um prejuízo de R\$ 9.970 milhões.

3.1.3 – Transporte

Os serviços de transporte e armazenagem de óleos e derivados da Petrobras são feitos através de sua subsidiária integral, a Transpetro. Criada em 1998, após a promulgação da lei 9.487/97 como parte das exigências estabelecidas, a Transpetro é empresa líder no setor de logística de transporte de combustíveis e é a maior empresa de navegação da América Latina.

A Transpetro opera uma extensa rede de 7.179 mil km de oleodutos, 7.327 mil km de gasodutos, com 20 terminais de armazenamento terrestres e 28 terminais aquaviários espalhados estrategicamente pelo país. No ano de 2011 os terminais e oleodutos da empresa movimentaram 747 milhões de m³ de petróleo, derivados e biocombustíveis, e 51,3 milhões de m³/dia de gás natural. Os terminais de armazenamento da Transpetro são os únicos no Brasil com instalações para armazenamento de petróleo bruto e têm capacidade de armazenamento de aproximadamente 5,4 milhões de m³ de óleo, e 4,3 milhões de m³ de derivados e biocombustíveis.

Gráfico 3.2 – Mapa de Dutos e Terminais Operados pela Transpetro



Fonte: TRANSPETRO (Website Oficial)

A transpetro ainda possui 56 embarcações que atuam no transporte marítimo. Os navios podem atuar no transporte do óleo cru entre as plataformas de produção e os terminais aquaviários, no transporte de produtos derivados entre as refinarias ligadas a terminais aquaviários e portos da costa brasileira, além de importar e exportar óleo e derivados. Em 2011, 44,2 milhões de toneladas de petróleo e derivados foram transportados por navio.

A receita de vendas da Transpetro, que nas demonstrações financeiras da Petrobras S.A aparecem consolidadas dentro do segmento de abastecimento, foi de R\$ 4.255 milhões em 2010. O lucro líquido da Transpetro no mesmo ano foi de R\$ 548 milhões.

Tabela 3.3 – Terminais de armazenamento da Transpetro

Tipo, local e operador (Unidade da Federação)	Número de tanques	Capacidade nominal (m ³)			
		Petróleo	Derivados e etanol	GLP	Total
Terminal Aquaviário	326	3.983.479	2.302.735	231.723	6.517.937
São Sebastião (SP) - Almirante Barroso	36	1.585.345	426.326	-	2.011.671
Angra dos Reis (RJ) - Ilha Grande	14	870.000	66.200	-	936.200
Tramandaí (RS) - Tedut	16	509.000	192.159	-	701.159
Madre de Deus (BA)	47	-	604.079	52.611	656.690
São Francisco do Sul (SC)	7	466.622	-	-	466.622
Santos (SP)	26	-	263.134	83.002	346.136
Guamaré (RN)	10	190.142	21.453	-	211.595
Outros Terminais Aquaviários da Transpetro	170	362.370	729.384	96.110	1.187.864
Terminal Terrestre	270	1.437.273	2.027.051	75.717	3.540.041
Guararema (SP)	17	420.918	650.046	-	1.070.964
Duque de Caxias (RJ) - Campos Elísios	10	483.928	68.364	-	552.292
Cabiúnas (RJ)	12	485.198	-	4.770	489.968
Utinga (SP)	19	-	222.592	-	222.592
Barueri (SP)	25	-	199.978	9.571	209.549
Outros Terminais Terrestres da Transpetro	187	47.229	886.071	61.376	994.676
TOTAL	596	5.420.752	4.329.786	307.440	10.057.978

Fonte: Elaboração própria com base no Anuário Estatístico da ANP 2011

3.1.4 – Distribuição

A atividade de distribuição da Petrobrás é realizada através da subsidiária Petrobras Distribuidora S.A. Este é o segmento com maior concorrência entre as atividades da cadeia de petróleo no Brasil, devido ao fato de esta atividade jamais ter sido declarada de monopólio da União. Durante a maior parte da história da indústria brasileira de petróleo, esta etapa esteve

dominada por empresas privadas, algumas delas representantes brasileiras das *majors* internacionais. Por este motivo, diferente das etapas anteriores abordadas, não é possível verificar um distanciamento tão grande da Petrobras sobre as empresas concorrentes. Ainda assim a Petrobras é líder de mercado na distribuição de praticamente todos os principais derivados de petróleo no Brasil, graças às vantagens decorrentes da integração vertical.

Os principais produtos comercializados pelas distribuidoras no Brasil são: o óleo diesel, a gasolina C (que é a gasolina A da refinaria adicionada ao álcool anidro), o álcool hidratado, o gás liquefeito de petróleo (ou GLP, o gás de botijão), o querosene de aviação e o óleo combustível.

Tabela 3.5 – Participação das distribuidoras nas vendas dos principais produtos

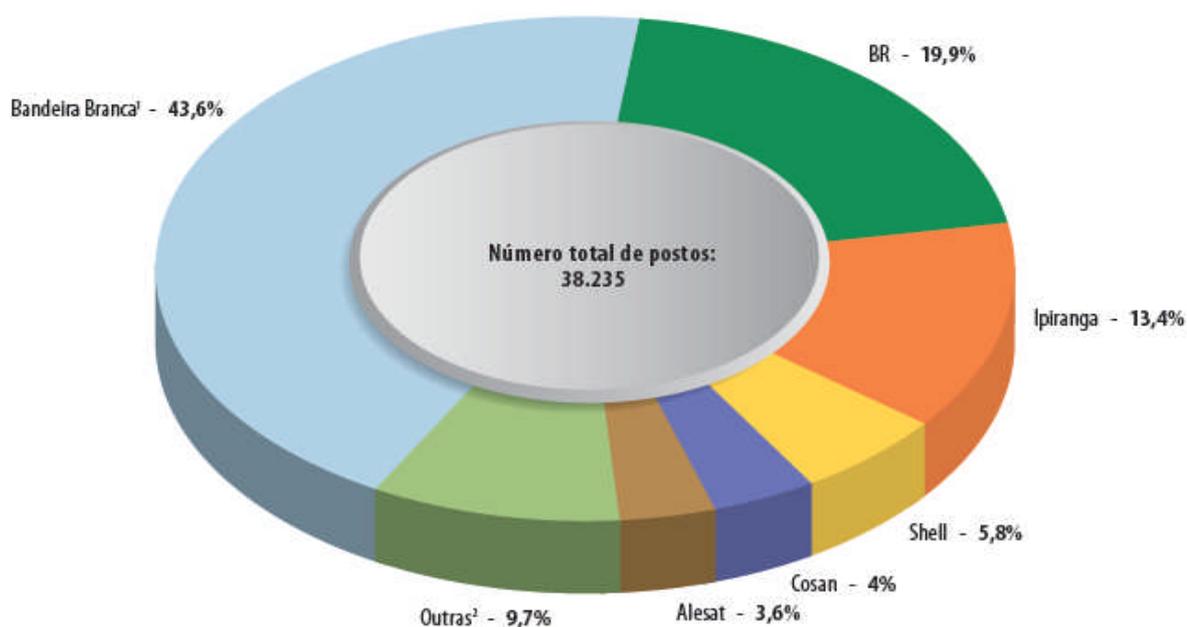
Diesel	Part.	Gasolina C	Part.	Álcool Hidratado	Part.
Petrobras	40,6%	Petrobras	29,7%	Petrobras	21,2%
Ipiranga	22,4%	Ipiranga	19,6%	Ipiranga	16,5%
Shell	9,7%	Shell	11,2%	Shell	13,2%
Cosan	5,8%	Cosan	6,7%	Cosan	5,1%
Alesat	3,0%	Alesat	5,8%	Petronova	3,6%
Sabba (Controlada da Shell)	1,5%	Total (Distribuidora)	1,7%	Brasil Oil	2,5%
Total (Distribuidora)	1,3%	Royal Fic	1,6%	Alesat	2,2%
Outras distribuidoras	15,8%	Outras distribuidoras	23,8%	Outras distribuidoras	35,7%
Óleo Combustível	Part.	Querosene de Aviação	Part.	GLP	Part.
Petrobras	79,6%	Petrobras	60,7%	Ultragaz	23%
Ipiranga	5,8%	Shell	37,0%	Liquigás (Petrobras)	22%
Shell	13,0%	BP	2,3%	SHV Gas Brasil	22%
Cosan	0,8%			Nacional Gás	19%
Outras distribuidoras	0,8%			Copagaz	7%
				Outras distribuidoras	6%

Fonte: Elaboração própria com base no Anuário Estatístico da ANP 2011

A tabela 3.5 demonstra o *market-share* de cada distribuidora nas vendas dos principais produtos comercializados. Como é possível observar, a Petrobras é líder nas vendas de óleo diesel, gasolina C, álcool hidratado, óleo combustível e querosene de aviação. A liderança da Petrobras só não é percebida na venda de gás liquefeito de petróleo, onde a Liquigás, subsidiária da estatal, aparece na segunda colocação. Isto se explica, em parte, pelo fato de a entrada da empresa neste segmento de vendas ter sido relativamente recente. A Liquigás só foi fundada em 2004.

As vendas de diesel, gasolina e álcool hidratado são feitas, principalmente, para o varejo, que são os postos de serviço espalhados pelo país. Os postos de serviço são revendedores, que podem ostentar a marca de sua distribuidora, caso assinem um contrato de exclusividade de fornecimento. Neste mercado a marca é chamada de bandeira. A bandeira Petrobras é a mais utilizada pelos postos de combustíveis no Brasil, com 19,9% do total.

Gráfico 3.3 – Distribuição percentual dos postos revendedores por bandeira



Fonte: Anuário Estatístico da ANP 2011

Em 2011 a Petrobras Distribuidora chegou à marca de 49.100 mil m³ de combustíveis comercializados. O segmento de distribuição gerou para a Petrobras uma receita de vendas total de R\$ 73.633 milhões no ano de 2011, sendo a 3ª atividade que mais gerou receitas para a companhia, atrás apenas da exploração e produção e do abastecimento. Os altos custos e despesas do segmento, explicado pelas margens pequenas derivadas da grande competitividade, fazem com que o lucro líquido desta área de negócio não seja tão alto. Em 2011 o lucro líquido do segmento de distribuição foi de R\$ 1.175 milhões, o que representa apenas 3,5% do lucro líquido consolidado da companhia, de R\$ 33.110 milhões.

3.1.5 – Petroquímica

Até o início de 2012, a atuação da Petrobras na indústria petroquímica ocorria através de sua subsidiária integral, a Petrobras Química S.A. Em 27 de janeiro de 2012, a Petroquisa foi incorporada à Petrobras. A Petroquisa, por sua vez, detinha participações em diversos empreendimentos da indústria petroquímica brasileira. Estas participações, a partir de então, passaram a ser investimento direto da holding Petrobras. O principal investimento da Petrobras na indústria petroquímica é participação na Braskem, de controle do grupo econômico Odebrecht. A Petrobras possui participação minoritária neste empreendimento.

A Braskem é a maior empresa de petroquímica da América Latina. Possui operações no Brasil, Argentina, Chile, Peru, Colômbia, Venezuela, México, Estados Unidos, Holanda, Alemanha e Singapura. No Brasil, opera 28 unidades industriais, com produção focada em polipropileno, polietileno e policloreto de vinila, além de diversos produtos químicos e petroquímicos utilizados pelos variados segmentos da indústria. A receita de vendas da empresa foi de R\$ 33.176 milhões em 2011 e R\$ 25.495 milhões em 2010, gerando um prejuízo de R\$ 516 milhões em 2011 e um lucro líquido de R\$ 1.889 milhões em 2010.

3.1.6 – Internacional

A Petrobras atualmente possui operações em 24 países, além do Brasil. A maior parte das atividades internacionais da companhia está no segmento de exploração e produção, notadamente nas Américas do Sul e do Norte, e na África. O segmento de distribuição também é muito forte na América do Sul.

As reservas provadas em áreas localizadas no exterior somam 706 milhões de boe, localizadas principalmente no Golfo do México, na Nigéria e em Angola. A produção nas Américas totalizou 89,7 mil bpd de óleo e 16,5 milhões de m³/dia de gás natural em 2011. Na Costa Oeste da África, a produção soma 57,8 mil bpd de óleo. No segmento de refino, a Petrobras conta com 3 refinarias no exterior: 1 em Bahia Blanca, na Argentina, 1 em Pasadena, nos Estados Unidos e 1 na ilha de Okinawa, no Japão. A capacidade total instalada das refinarias localizadas no exterior é aproximadamente 230 mil bpd. No segmento de distribuição a Petrobras conta com mais de 800 postos de serviço em todo o continente americano.

Tabela 3.6 – Atividades internacionais da Petrobras, por país e área de negócio

Países	Atividades				
	Exploração & Produção	Gás & Energia	Refino / Petroquímica	Distribuição / Comercialização	Escritórios
Continentes Americano					
Argentina	√	√	√	√	
Bolívia	√	√			
Brasil	√	√	√	√	Sede
Chile				√	
Colômbia	√			√	
Curaçao				√	
EUA	√		√		√
México	√				
Paraguai				√	
Peru	√			√	
Uruguai	√	√			
Venezuela	√				
Continentes Africano					
Angola	√				
Benin	√				
Libia	√				
Namíbia	√				
Nigéria	√				
Gabão	√				
Tanzânia	√				
Continentes Europeu					
Holanda				√	
Inglaterra					√
Portugal	√				
Continentes Asiático					
China					√
Cingapura					√
Japão			√		√
Turquia	√				
Oceania					
Austrália	√				
Nova Zelândia	√				

Fonte: PETROBRAS. Relatório de Atividades 2011

3.2 – Os Investimentos em Curso

A seção 3.3 tem como objetivo apresentar e discutir os principais projetos da empresa atualmente em curso. A ordem das áreas discutidas segue o montante de investimento previsto, do maior para o menor. O segmento de exploração e produção é o que receberá os maiores investimentos da empresa, por isso é o primeiro a ser abordado.

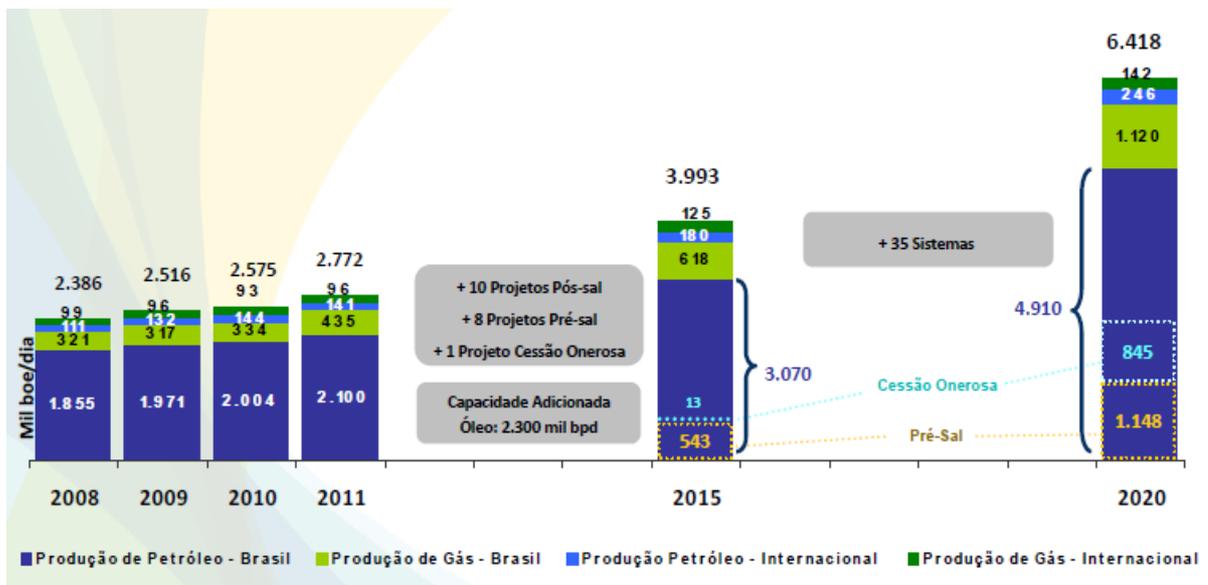
3.2.1 – Os Principais Projetos em Exploração e Produção

Principal segmento dentro da atual estratégia da Petrobras, a área de E&P concentra US\$ 127,5 bilhões dos US\$ 224,7 bilhões incluídos no plano de negócios 2011 – 2015. Destes, US\$ 53,4 bilhões se destinam ao pré-sal e US\$ 64,3 bilhões ao pós-sal.

As metas da Petrobras para este segmento são ambiciosas: espera-se elevar a produção de petróleo no Brasil de 2.004 mil bpd/dia em 2010 para 4.910 mil bpd/dia em 2020. Isto representa um crescimento de 145% em 10 anos. Este crescimento está sustentado, sobretudo, na expansão da produção em campos na camada do pré-sal. A participação deste na produção total iria de 2% em 2011 para 40,5% em 2020. O gráfico 3.4 mostra as previsões da empresa para a expansão da produção até 2020.

Historicamente, os campos de petróleo mais ricos do Brasil estão localizados *offshore*, e em águas profundas. Neste sentido as regiões estratégicas dentro da expansão da produção de petróleo da Petrobras são as bacias de Campos, do Espírito Santo e de Santos.

Gráfico 3.4 – Produção de Petróleo e Gás estimada até 2020



Fonte: PETROBRAS. Plano de Negócios 2011 – 2015

A Bacia de Campos é a bacia mais produtiva de petróleo e gás no Brasil, tanto em reservas provadas quanto em produções anuais. Atualmente esta bacia recebe nove projetos de grande porte, voltados, predominantemente, para a produção de campos em águas profundas, são estes: os módulos 3 e 4 de Roncador, Papa-Terra, fase 2 de Jubarte e as reservas de pré-sal de Baleia Azul. A tabela 3.7 mostra a capacidade de produção de petróleo e a expectativa para o início da produção dos principais projetos de desenvolvimento na Bacia de Campos.

Tabela 3.7 - Principais Projetos de Desenvolvimento na Bacia de Campos

Campo	Capacidade de Produção de Petróleo (bpd)	Início da Produção
Roncador - Módulo 3	180.000	2012
Roncador - Módulo 4	180.000	2013
Papa-Terra - Módulo 2	150.000	2013
Baleia Azul	180.000	2013

Fonte: Elaboração própria com base no Relatório Anual 2011 da Petrobras emitido à SEC

A Bacia de Santos é uma das áreas de exploração mais promissoras do Brasil. Os principais projetos de campos na camada do pré-sal estão localizados nesta região, dentre eles o campo de Tupi (posteriormente batizado Campo de Lula), que iniciou sua produção em 2009, e os seis blocos cedidos pela União à estatal através do Contrato de Concessão. A Petrobras tem feito esforços para aumentar sua capacidade de produção nesta bacia. Os principais projetos de desenvolvimento atualmente em curso na Bacia de Santos são: o Piloto de Guará, o Piloto de Lula Nordeste, Guará modulo 2 e Cernambi módulo 1. A capacidade de produção e a expectativa para o início da produção destes projetos principais estão demonstradas na tabela 3.8.

A atividade de exploração e produção exige a disponibilidade de certos recursos fundamentais. O crescimento da produção de petróleo no Brasil nos próximos anos, promovido pela Petrobras, gera uma demanda por uma série de equipamentos, como sondas de perfuração para altas profundidades, barcos de apoio e plataformas de produção. Desta

maneira, a empresa tem a necessidade de promover o aumento da disponibilidade destes recursos, para que as áreas e volumes de produção pretendidos possam ser atingidos.

Tabela 3.8 - Principais Projetos de Desenvolvimento na Bacia de Santos

Campo	Capacidade de Produção de Petróleo (bpd)	Capacidade de Produção de Gás (mcf/d)	Início da Produção
Piloto de Guará	120.000	176.573	2013
Piloto de Lula Nordeste	120.000	176.573	2013
Guará - Módulo 2	150.000	211.884	2014
Cernambi - Módulo 1	150.000	211.884	2014

Fonte: Elaboração própria com base no Relatório Anual 2011 da Petrobras emitido à SEC.

A falta de fornecimento de sondas para perfurações em grandes profundidades era sentida pela empresa em 2008, quando apenas três sondas operavam com capacidade para perfuração em águas com profundidade maior do que 2.000 metros. Através da estimulação da construção de novas sondas, a empresa espera dispor de 26 novas sondas até 2013, e 53 até 2020. Para isto, estão sendo assinados contratos de longo prazo com as empresas de perfuração contratadas.

A empresa também assinou contratos para a construção de oito FPSOs⁷ para serem utilizados na área do pré-sal. As oito unidades serão feitas de maneira padronizada. A Petrobras espera aumentar a simplificação dos equipamentos, acelerar a construção, e obter ganhos de escala para minimizar gastos.

3.2.2 – Os Principais Projetos em Refino

Estão previstos para quinquênio 2011 – 2015, um total de US\$ 70,6 bilhões de investimentos em RTC (Refino, Transporte e Comercialização). Aproximadamente 50% destes investimentos estão destinados à ampliação do parque de refino da empresa, e 23,9%

⁷ Navios utilizados para a produção e armazenamento de petróleo em locais onde é inviável a ligação com a costa através de gasodutos ou oleodutos. Do inglês *Floating Production Storage Offloading*.

estão previstos em melhorias das operações, para melhor atendimento às demandas do mercado interno.

O investimento na expansão da capacidade de refino é estratégico para que a empresa tenha condições de atender à crescente demanda interna. Atualmente o mercado brasileiro já demanda mais derivados do que as refinarias do país são capazes de produzir. Alguns produtos precisam ser importados para que se possa atender a demanda interna. O óleo diesel é um exemplo de derivado cuja demanda é superior à capacidade de refino no Brasil.

Outro fator condicionante é o fato de o petróleo produzido no Brasil ser mais pesado do que o óleo para as quais as refinarias nacionais estão preparadas para refinar. A maioria das refinarias no país foram construídas no período em que o Brasil era um importador líquido de petróleo, quando a produção nacional ainda era pouco representativa. Por isso, estas foram preparadas para operar com um óleo importado, mais leve e mais simples de refinar. A grande expansão da produção nacional de petróleo entre os anos 1980 e 2000 ocorreu, não coincidentemente, em um período em que não foram feitos maiores investimentos em refinarias⁸. Como o petróleo brasileiro é mais pesado, as refinarias nacionais não têm capacidade para refinar todo o óleo nacional. Isto faz com que o país tenha que importar óleo leve, mais caro, e exportar o excedente da produção de óleo pesado, que é mais barato. Os projetos de expansão do parque de refino brasileiro também têm como objetivo readequar as unidades para operar com o óleo nacional.

Adicionalmente, existe a necessidade de se alterar a distribuição da produção das refinarias brasileiras entre os principais derivados. O objetivo é aumentar a participação de diesel e querosene de aviação e reduzir a participação das gasolinas e óleos combustíveis.

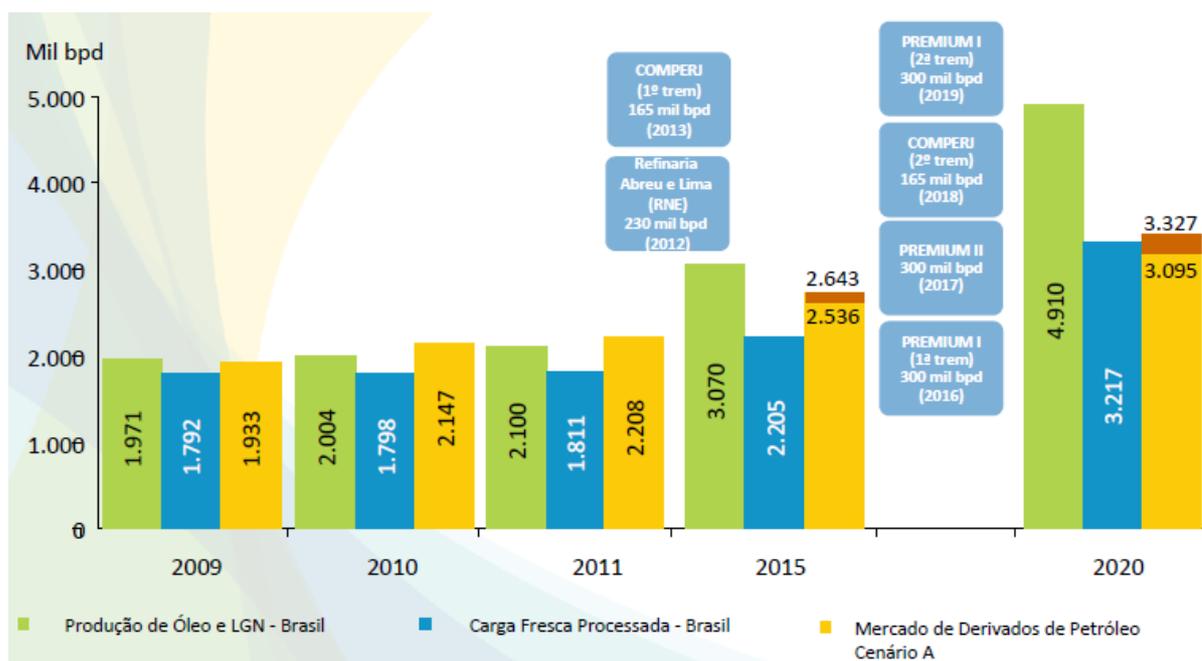
No momento, a Petrobras investe em quatro grandes projetos de refinarias para atender a estes objetivos de expansão. Duas delas estão em fase de construção, com o início da operação previsto para 2013 e 2014. São elas a Refinaria Abreu e Lima, em Pernambuco e o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj).

A refinaria Abreu e Lima, inicialmente um projeto conjunto da Petrobras com a estatal venezuelana PDVSA, está sendo construída em Suape, Pernambuco. Foi projetada para

⁸ Este fato está totalmente relacionado à atratividade dos investimentos em exploração e produção em comparação aos investimentos em refinarias, de acordo com o patamar dos preços do petróleo, conforme discutido na página 23.

processar 230 mil bpd de óleo pesado por dia, e estará voltada, primordialmente, para produção de diesel, mas também deverá produzir GLP, nafta, óleo combustível marítimo e coque. Atualmente o início de suas atividades está previsto para junho de 2013.

Gráfico 3.5 – Projeções de produção, refino e demanda no Brasil (2009-2020)



Fonte: PETROBRAS. Plano de Negócios 2011 – 2015

O Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – Comperj será um complexo integrado de refino e petroquímicos. Teve sua construção iniciada em 2010, no município fluminense de Itaboraí. Depois de concluídas todas as fases, a operação de refino deverá ter uma capacidade para 330 mil bpd por dia. A refinaria produzirá diesel, GLP, querosene de aviação, nafta, óleo combustível e coque. Sua integração com a petroquímica permitirá expandir a oferta de matéria-prima à indústria petroquímica nacional. O início da operação está previsto para 2014.

Além da refinaria Abreu e Lima e do Comperj, a Petrobras planeja a construção de outras duas refinarias, ambas localizadas no nordeste brasileiro. Batizadas Premium 1 e Premium 2, as duas refinarias estarão voltadas para a produção de derivados de elevada

qualidade e baixo teor de enxofre, sobretudo diesel, a partir do processamento de petróleo pesado. A refinaria Premium 1 será construída em Bacabeira, no Maranhão, e deverá ter, depois de concluídas todas as fases, capacidade para processar até 600 mil bpd de petróleo. O início de sua operação foi postergado no último plano de negócios da Petrobras, de 2014 para 2016. A refinaria Premium 2 será construída em Caucaia, no Ceará, e deverá ter capacidade para produzir 300 mil bpd por dia, com início da operação previsto para 2017.

3.2.3 – Projetos em Petroquímica

Para o quinquênio 2011 – 2015 são projetados investimentos de um total de R\$ 3,8 bilhões no setor petroquímico. Este montante será utilizado para o desenvolvimento dos projetos de ampliação de petroquímicos no Brasil. Além do Comperj, mencionado anteriormente, também está em curso o projeto do Pólo Petroquímico de Suape, em Pernambuco. Este complexo deverá produzir, principalmente, ácido tereftálico purificado (PTA) e resina tereftalato de polietileno (PET) e filamentos têxteis de poliéster e polímero.

O principal meio de atuação da Petrobras no segmento de petroquímica, porém, são as participações societárias no capital da Braskem, maior empresa de petroquímicos do Brasil. A Braskem tem expandido suas atividades através de investimentos dentro e fora do Brasil. No ano de 2011, a Braskem adquiriu duas unidades de produção de polipropileno nos Estados Unidos e duas na Alemanha. No México, está sendo construído, com 35% de participação da Braskem, um complexo industrial para a produção de polietileno. Além disso, a Braskem obteve junto ao BNDES um crédito de R\$ 2,46 bilhões para apoiar projetos de investimento da empresa em Alagoas, Bahia, Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul.

3.3 – Os Planos da Petrobras

Através de uma análise dos planos de negócios para os próximos quinquênios, divulgados pela Petrobras em seu *website* oficial, é possível verificar as direções no processo de expansão que a estatal planeja para o futuro próximo. A leitura que a empresa faz das condições de mercado, de suas capacidades tecnológicas, e as metas que devem ser cumpridas para que os principais objetivos de crescimento sejam alcançados estão refletidos em seu planejamento estratégico. Atualmente, os maiores esforços da empresa estão relacionados à

expansão de sua capacidade de produção, aproveitando as recentes descobertas nas áreas do pré-sal, e de refino, cuja capacidade instalada deve ser ampliada, para se preparar para o crescimento do mercado doméstico e reduzir a necessidade de importações de óleo bruto.

Nesta seção, analisamos as projeções de expansão de produção e vendas da companhia, suas metas, e a direção de seu plano de investimentos através de uma leitura dos planos de negócios da empresa mais recentes.

3.3.1 – Projeções de vendas e de mercado

As projeções apresentadas nos últimos planos de negócios da empresa estimam que, para o futuro, a maior parte do crescimento da demanda por derivados virá de países em desenvolvimento. Além do próprio, Brasil, a Índia e a especialmente a China, todos estes integrantes do grupo chamado “BRICS”⁹, devem ser os principais responsáveis pelo aumento da demanda de petróleo no futuro. Tanto Índia quanto China são importadores líquidos de petróleo. Em contrapartida, os países desenvolvidos como Estados Unidos, França, Alemanha, Itália, Reino Unido e Japão, devem apresentar queda no consumo de petróleo. Uma análise do consumo de petróleo per capita entre os anos 1980 e 2009, demonstrado no gráfico 3.6, mostra que, enquanto nos países desenvolvidos mencionados, o movimento observado no período foi de queda, nos BRICS o movimento foi o oposto.

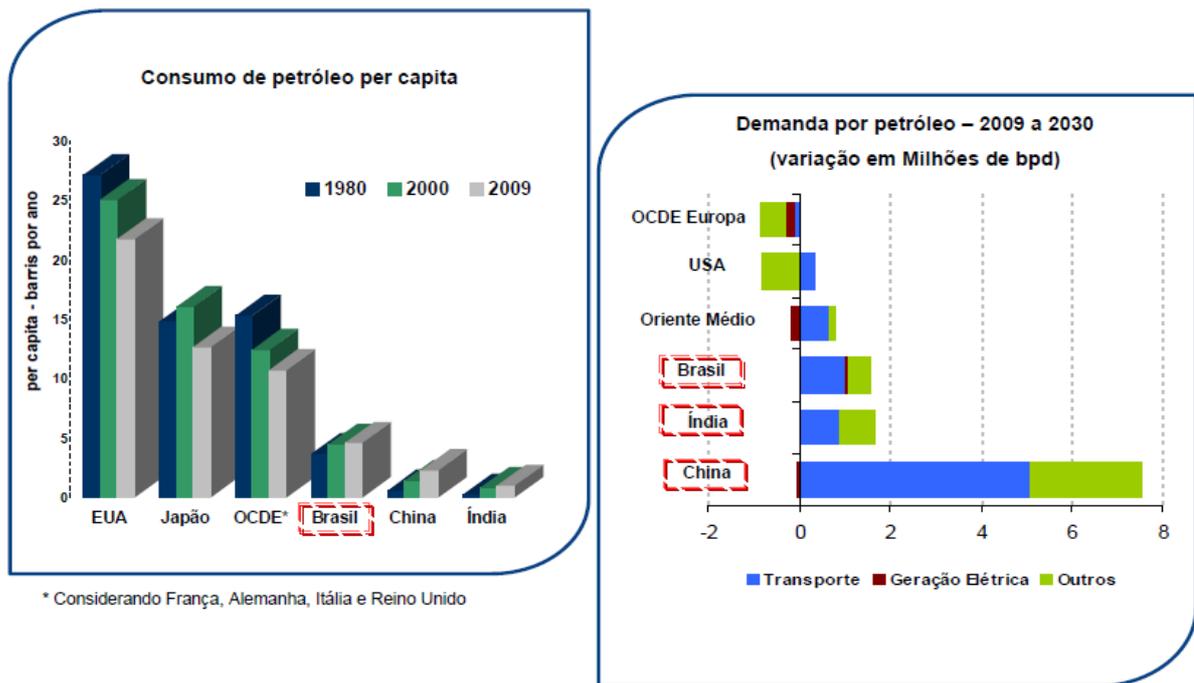
Com a descoberta das grandes reservas na área do pré-sal, as estratégias da Petrobras passaram a se concentrar ainda mais no aumento da produção de petróleo. O objetivo da expansão é vender o óleo para atender o aumento da demanda nos países em desenvolvimento que parece se projetar para os próximos anos. O gráfico 3.7 permite chegar à mesma conclusão alcançada na análise feita na seção 1.4. O aumento da demanda será impulsionado pela China e Índia.

O Brasil também será responsável por parte deste aumento na demanda, porém ressalta-se que o aumento esperado da produção brasileira é maior do que o crescimento da demanda por derivados no país, de acordo com as estimativas da empresa. Enquanto em 2010 a produção de petróleo era de 2.004 mil bpd, próximo da demanda interna por derivados de

⁹ Sigla para Brasil Rússia, Índia, China, e mais recentemente, África do Sul (South Africa, em inglês)

petróleo, com 2.147 mil bpd, a produção estimada para 2020 é de 4.910 mil bpd, frente a um consumo estimado em algo entre 3.095 mil e 3.327 mil bpd.

Gráficos 3.6 e 3.7 – Consumo de Petróleo per Capita (1980-2009) e Variação da Demanda por Petróleo (2009 – 2030)



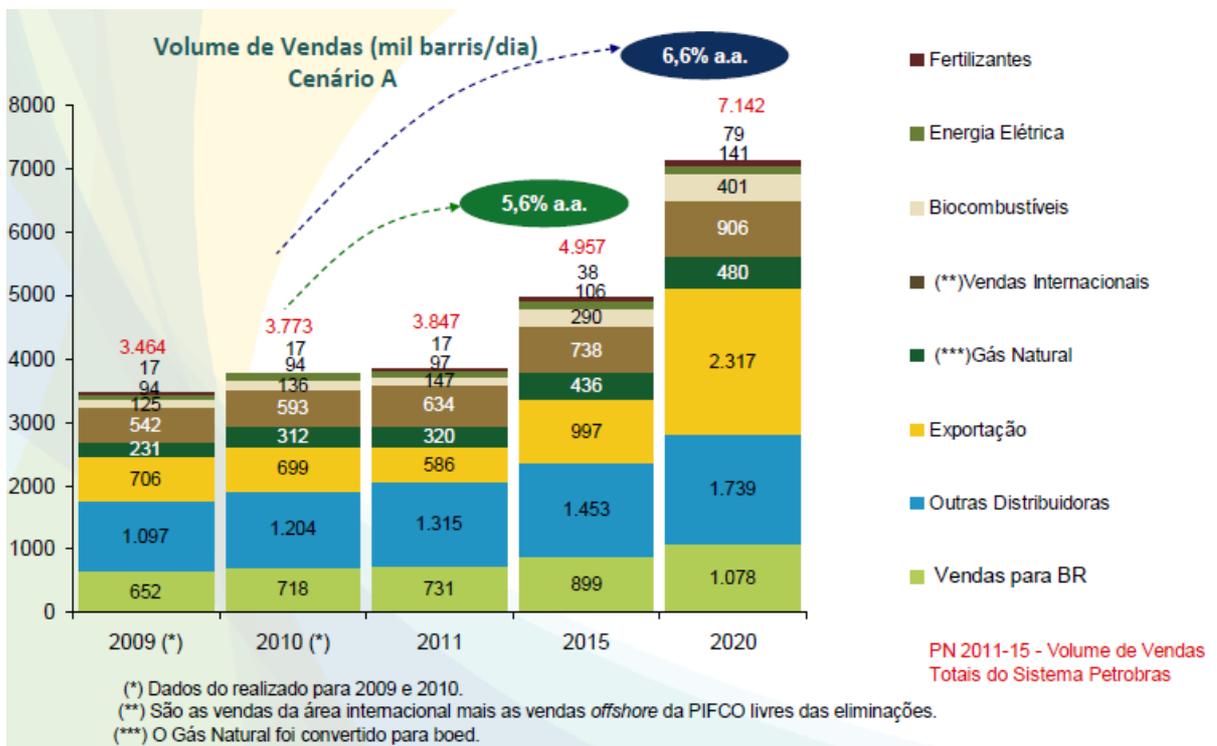
Fonte: PETROBRAS. Plano de Negócios 2009 - 2013

O objetivo da companhia é, portanto, aumentar as vendas através da exportação do óleo que passará a ser produzido no país. Isto fica claro através do gráfico 3.8, que demonstra a expectativa de aumento no volume de vendas da empresa para os próximos anos. O volume de óleo exportado sairia de 699 mil bpd/dia em 2010 para 2.317 mil bpd/dia em 2020, um aumento de 231%, muito superior ao aumento das vendas de todas as demais categorias de vendas.

Este aumento das exportações será, basicamente, de petróleo bruto, em vez de petróleo refinado. Podem-se destacar dois fatores como condicionantes para esta estratégia: primeiro, as margens de lucro da exportação de petróleo bruto têm sido superiores às margens das

vendas de derivados refinados, isto, dentre outros fatores, porque o custo do transporte de derivados é muito superior ao custo do transporte de petróleo bruto, especialmente em longas distâncias. Segundo, a atual capacidade instalada das refinarias brasileiras não permite um aumento tão grande no volume total refinado. Na realidade, a capacidade de refino no Brasil sequer é suficiente para atender a própria demanda interna por derivados.

Gráfico 3.8 – Projeção do aumento do volume de vendas (mil barris/dia)



Fonte: PETROBRAS. Plano de Negócios 2011 – 2015

Esta defasagem da capacidade instalada das refinarias, têm imposto à Petrobras a necessidade de importar grandes volumes de derivados já refinados, o que representa um alto custo e um claro desperdício das vantagens obtidas com a integração vertical. Esta é, por sua vez, a segunda estratégia mais importante do atual plano de expansão das atividades da companhia.

As atuais perspectivas para a demanda por derivados no Brasil nos próximos anos apontam para um crescimento, cuja característica principal é o rearranjo da distribuição entre os principais derivados. Aumentam as participações dos derivados médios, como o diesel e o querosene de aviação, enquanto cai a participação da gasolina e do óleo combustível. Diante de uma utilização média de 92% da capacidade das refinarias, o investimento em novas instalações se faz necessário, para que o parque de refino brasileiro seja capaz de atender ao aumento da demanda interna e a nova distribuição de participação entre os derivados consumidos no país.

3.3.2 – O Plano de Investimentos e sua Distribuição entre as Áreas de Negócios

Para que a Petrobras atinja seus objetivos de expansão da produção de petróleo, nos campos do pré-sal, e de expansão de seu parque de refino, estão sendo feitos vultosos investimentos nestes dois segmentos da companhia. Os planos de negócios quinquenais da Petrobras apresentam a composição dos investimentos em curso, assim como sua distribuição entre as diferentes áreas de negócio da empresa. A evolução desta composição de investimentos também permite uma análise a respeito das mudanças e prioridades dos horizontes da estatal.

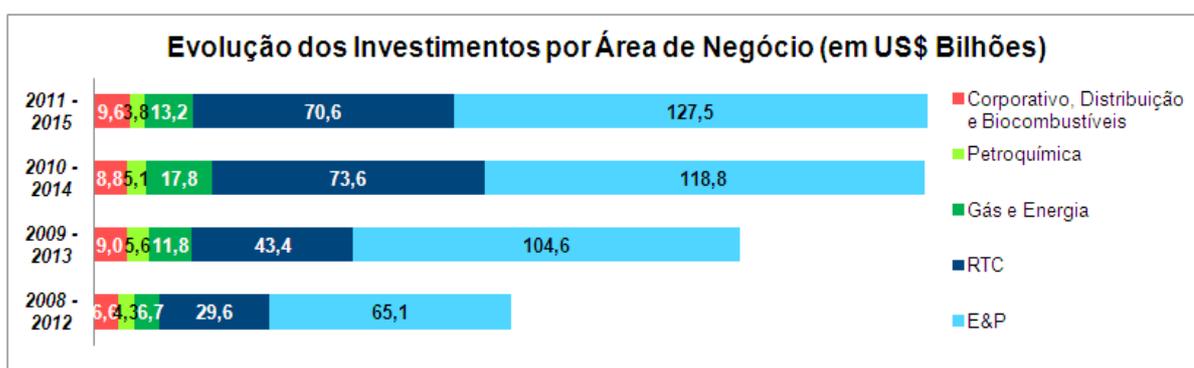
Os planos de negócios quinquenais da Petrobras divulgados entre 2008 e 2011 apresentaram crescentes dispêndios nos investimentos em projetos de expansão de sua infraestrutura e logística. De um total de US\$ 112,24 bilhões previstos para o quinquênio 2008 – 2012, para US\$ 174,4 bilhões para os anos entre 2009 e 2013, US\$ 224 bilhões para o quinquênio 2010 – 2014, até US\$ 224,7 bilhões no quinquênio 2011 – 2015.

A distribuição destes investimentos entre as áreas de negócios da empresa está em linha com as perspectivas apontadas na subseção anterior: os dois segmentos que concentram a maior parte destes investimentos são E&P e RTC (refino, transporte e comercialização). Os gastos com os projetos de exploração e produção concentraram, em todos os anos analisados, mais de 50% do total de investimentos previstos, enquanto o segmento de abastecimento apresentou uma participação média nos investimentos da empresa em torno de 30%.

A evolução desta distribuição de investimentos, contudo, apresentou variações. Enquanto o segmento de exploração e produção apresentou aumentos constantes ano a ano, os

demais segmentos, em especial abastecimento e gás e energia, tiveram uma redução para o quinquênio 2011 – 2015 em comparação com o quinquênio 2010 – 2014. Isto após aumentos consecutivos nos planos de negócios anteriores. Esta redução dos investimentos em outros segmentos, favorecendo E&P, reflete a prioridade dada pela Petrobras a esta área. O plano de negócios de 2011 - 2015 foi o primeiro a apresentar um programa de desinvestimentos¹⁰, no montante de US\$ 13,6 bilhões, além de mudanças de escopo e cronogramas em alguns projetos anteriormente previstos, visando uma maior eficiência na gestão dos ativos da Companhia. Ao mesmo tempo, o novo plano de investimentos previu o investimento de US\$ 32,1 bilhões em novos projetos, dos quais 87% são direcionados a E&P.

Gráfico 3.9 – Evolução dos Investimentos por Área de Negócio (2008 – 2011)



Fonte: Elaboração própria com base nos planos de negócios da Petrobras

Do total de US\$ 127,5 bilhões previstos para o segmento de exploração e produção, US\$ 53,4 bilhões se destinam ao pré-sal e US\$ 64,3 bilhões ao pós-sal. Deste total, 65% está destinado ao desenvolvimento da produção em áreas descobertas, contra 18% em exploração e 17% em infraestrutura. Do total de investimentos em RTC, aproximadamente 50% está destinado à ampliação do parque de refino da empresa, e 23,9% está previsto em melhorias das operações, para melhor atendimento ao mercado interno.

¹⁰ O montante de desinvestimentos refere-se a projetos estavam presentes em planos de negócios anteriores, mas foram excluídos do plano de negócios 2011 – 2015. Fora deste montante de US\$ 13,6 bilhões, ainda houve alguns projetos que, sem serem excluídos, tiveram seus cronogramas alterados, para permitir a alocação de certos montantes em projetos de necessidade mais imediata.

O abandono de alguns projetos feito pela Petrobras em algumas áreas no plano de negócios 2011 – 2015 é reflexo do esforço de financiamento do investimento necessário para a expansão da produção, objetivo prioritário da empresa, que tem a ambiciosa meta de dobrar seu volume de reservas provadas até 2020. Os gastos necessários ao aumento da produção de petróleo são sabidamente muito altos. Os planos de investimento da empresa indicam ainda, que as previsões de gastos no segmento de exploração e produção vêm aumentando ano a ano.

A necessidade de recursos para pôr em prática estes planos de investimentos levou a empresa a buscar meios de financiamento. Em 2009, o índice de endividamento da empresa estava em 48%¹¹, muito alto para que a mesma procurasse a obtenção de novas dívidas com terceiros. Este foi um dos principais motivos por trás da capitalização ocorrida em 2010.

3.3.3 – As Estratégias de Financiamento Adotadas

O aumento dos investimentos projetados pela Petrobras no plano de negócios 2008 – 2012 para o plano de 2010 – 2014 foi de US\$ 111,6 bilhões, o que representa um crescimento de 99%. Diante de uma projeção de fluxo de caixa de apenas US\$ 155 bilhões para o quinquênio 2010 – 2014, a forma encontrada pela empresa para obter os recursos necessários à execução de seus projetos, sem aumentar o índice de endividamento da companhia, foi promover um enorme aumento do capital próprio. Esta capitalização foi feita através da emissão de novas ações ao público e do recebimento de aportes de seu acionista majoritário, a União.

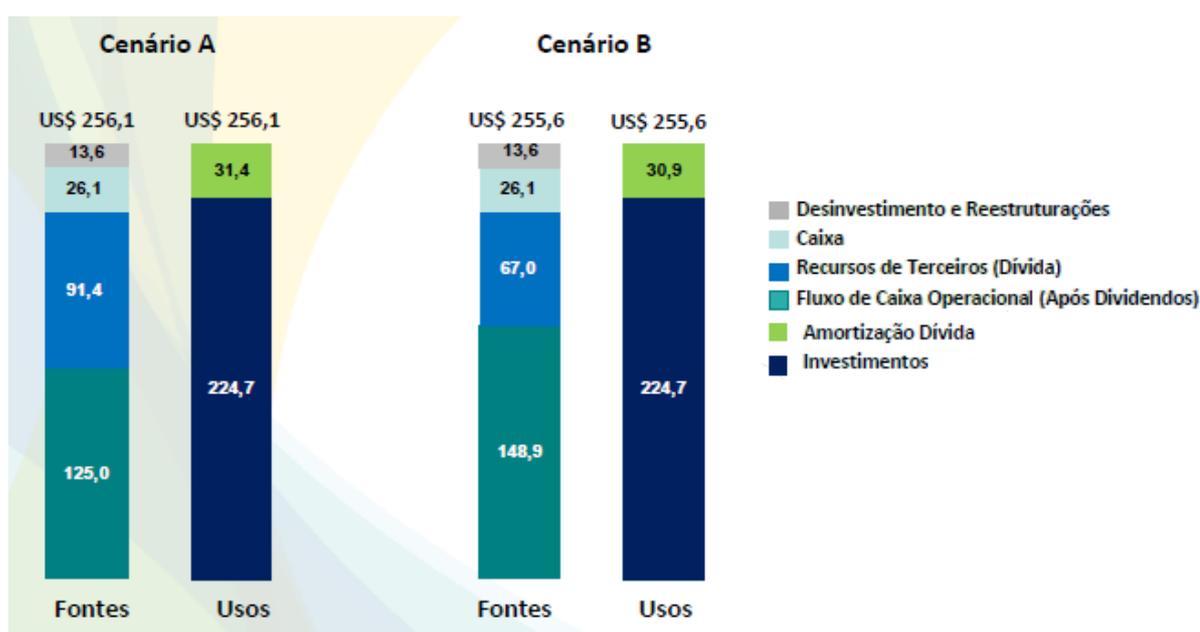
A capitalização de 2010 somou R\$ 120,2 bilhões aos recursos próprios da Companhia, naquela que ficou conhecida como a maior oferta pública de ações já realizada no mundo. Do total de R\$ 120,2 bilhões capitalizados, porém, apenas R\$ 52,4 bilhões foram aportados em forma de caixa e equivalentes. A maior parcela, R\$ 67,8 bilhões foi recebida da União por meio de Letras Financeiras do Tesouro, imediatamente utilizadas para o pagamento de parte da aquisição do direito de exercer atividades de exploração e produção nos em blocos nas áreas do pré-sal, através do contrato de Cessão Onerosa.

¹¹ O índice de endividamento corresponde ao total do volume de recursos de terceiros sobre o total de origens de recursos da empresa. Índice obtido através da relação entre passivo e patrimônio líquido apresentado nas demonstrações financeiras de 2009.

A redução dos investimentos planejados em algumas áreas da companhia permite concluir que a capitalização realizada em 2010 não foi plenamente suficiente para dispor o montante de recursos necessários para a Petrobras executar todos os seus dispendiosos projetos. O plano de negócios 2011 – 2015, tem como premissa a não realização de novas capitalizações e a manutenção da classificação do grau de investimento da companhia, que só é possível sem um nível de endividamento muito alto. Este cenário indica a existência de um claro desafio para a companhia, que terá que controlar custos e despesas, e talvez precise se desfazer de alguns projetos menos rentáveis, para ter sucesso em sua estratégia de expansão que prioriza o aumento da capacidade de produção de petróleo nos próximos anos.

Para o quinquênio 2011 – 2015, o plano de negócios da empresa projeta que os US\$ 224,7 bilhões previstos no plano de investimentos, terão como fonte entre US\$ 125 e US\$ 148 bilhões do fluxo de caixa operacional, e entre US\$ 67 e US\$ 91,4 bilhões provenientes de contratação de empréstimos e financiamentos. Os desinvestimentos no valor de US\$ 13,6 bilhões serão somados a uma utilização do caixa em excesso de US\$ 26,1, para que a empresa tenha condições de executar seus investimentos além de amortizar as dívidas contratadas.

Gráfico 3.10 – Fontes e Usos do Plano de Investimentos 2011 – 2015 (em milhões de dólares)



Fonte: PETROBRAS. Plano de Negócios 2011 – 2015

CONCLUSÃO

O estudo permitiu observar que, diante das restrições existentes ao crescimento da firma, impostas por fatores como a velocidade da expansão do mercado, as empresas da indústria do petróleo adotam, predominantemente, algumas estratégias para superação destes limites. Dentre estas se destaca a integração vertical, importante para que a firma aproveite as economias de escala, reduza os custos de transação, garanta o acesso ao seu insumo fundamental, e gerencie melhor os fatores de risco inerentes a este mercado. Estratégias de internacionalização e diversificação horizontal também são adotadas por esta indústria.

A Petrobras, empresa analisada, surgiu em 1953 como resposta a um movimento político que demandava que o Brasil tivesse uma empresa nacional atuante na indústria do petróleo. Durante as primeiras décadas de sua existência, a empresa se expandiu fortemente baseada na estratégia de integração vertical, facilitada pela existência da legislação que garantia sua atuação como monopolista do mercado nacional em todas as etapas iniciais da cadeia do petróleo. Inicialmente, durante o período de baixa internacional nos preços do petróleo, a empresa se expandiu através de um grande investimento em refinarias. A verticalização a jusante foi foco de sua estratégia nos anos 1970, através de investimentos na indústria petroquímica e sua atuação no mercado de distribuição, cuja liderança assumiu rapidamente. A petroquímica também apareceu como estratégia de diversificação horizontal, ao lado da atuação da empresa na distribuição de álcool combustível.

Após os choques do petróleo, que dificultaram o acesso e aumentaram os preços do insumo, a verticalização enfatizada foi a verticalização para trás, na etapa de exploração e produção. Nos anos 1980, graças ao aprendizado obtido através de investimentos em pesquisa e desenvolvimento, e através da troca de experiências com outras empresas, a Petrobras se especializou na exploração e produção em águas profundas e expandiu sua produção de petróleo.

A Petrobras também consolidou sua estratégia de internacionalização. Nesta estratégia, em determinado momento o foco da empresa esteve na etapa de exploração e produção, com investimentos no Oriente Médio, África e Estados Unidos, durante os anos 1970. Mais tarde, durante os anos 1990 e 2000, o foco passou a ser o transporte de gás, da Bolívia, e a distribuição de combustíveis, na América do Sul, especialmente na Argentina.

A descoberta das grandes reservas de petróleo na camada do pré-sal, no ano de 2007, levaram a Petrobras a enfatizar ainda mais o aumento de sua capacidade de produção de petróleo como estratégia principal de seus negócios. Atualmente a empresa está realizando grandes investimentos em desenvolvimento de campos de produção, e espera aumentar sua capacidade de produção em 145% em um período de 10 anos. O desenvolvimento dos campos na camada do pré-sal é fundamental dentro desta meta. Estima-se que, em 2020, a produção nestas áreas seja responsável por 40% da produção total da empresa.

Como o crescimento da capacidade produtiva estimada pela Petrobras é superior à velocidade de crescimento da demanda por petróleo no Brasil, a empresa espera crescer através da expansão de suas vendas para outros mercados. Uma análise da projeção de vendas da empresa mostra que o grande aumento esperado nas vendas para 2020 é nas exportações. Os países em desenvolvimento, notadamente Índia e China é que devem receber a maior parte destas vendas.

Como a atividade de exploração e produção é altamente dispendiosa, especialmente em campos de águas profundas e ultraprofundas, estão previstos grandes gastos nesta área de negócios para que a empresa seja capaz de alcançar suas ambiciosas metas. O mais recente plano de negócios divulgado pela estatal prevê gastos de mais de 127,5 bilhões de dólares em investimentos relacionados à etapa de exploração e produção no quinquênio 2011-2015, o que representa mais da metade de todos os investimentos previstos.

Apesar das metas ambiciosas e dos altos valores investidos, a conclusão deste estudo é que é possível observar que existem verdadeiros limitadores à expansão da Petrobras.

Um destes limitadores ao crescimento da Petrobras atualmente é a capacidade de suas refinarias. A falta de grandes investimentos nestas instalações nos últimos trinta anos faz com que tanto a atual capacidade de produção quanto a atual demanda do mercado interno sejam superiores à capacidade de suas instalações. Adicionalmente, o parque de refino atual não possui condições técnicas para refinar o óleo produzido no próprio país. Esta configuração se torna um verdadeiro limitador à integração vertical da empresa, pois ela termina exportando o óleo excedente produzido, e importando óleo leve e derivados refinados. A Petrobras atualmente está executando grandes projetos de investimento em seu parque de refino, com o objetivo de minimizar o impacto das limitações citadas.

O maior desafio à expansão da firma, porém, parece estar em sua capacidade de obter recursos para financiar os investimentos pretendidos, especialmente aqueles relativos à expansão da produção nas áreas do pré-sal, que são os mais dispendiosos. A necessidade de se levantar recursos para pôr em prática estes projetos foi o principal motivador da capitalização ocorrida em 2010, que aportou mais de 120 bilhões de reais na empresa. Ainda assim, algumas decisões permitem concluir de que o montante capitalizado não é suficiente para fazer frente a todos os projetos que a Petrobras pretende realizar nos próximos anos. A redução dos investimentos em algumas áreas do plano de negócios 2010-2014 para o plano de negócios 2011-2015 em favorecimento à área de exploração e produção é o indício mais claro disto.

A limitação dos recursos financeiros existentes aparece na própria estratégia de expansão de vendas da empresa. A busca pelo crescimento através da exportação de óleo bruto limita os ganhos da firma, pois não permite que ela se beneficie integralmente dos lucros de sua produção. Seguindo os pressupostos da estratégia de integração vertical, a estratégia mais interessante para a empresa deveria ser a atuação no refino e comercialização de derivados nos próprios mercados consumidores que a Petrobras pretende atingir no exterior. A grande quantidade de investimentos que a empresa está fazendo atualmente, junto com a baixa disponibilidade de recursos para financiar todos estes projetos, faz com que a estratégia de construção ou compra de refinarias no exterior sequer apareça nos horizontes de planejamento de expansão da empresa para os próximos anos.

Também é importante considerar que a atividade de exploração e produção, centro da estratégia atual de expansão da empresa, envolve uma série de incertezas, dentre elas o índice de sucesso da empresa em seus esforços exploratórios e o comportamento do preço do barril de petróleo no mercado internacional. Possivelmente, no caso destas variáveis não se comportarem da maneira como a Petrobras esperava durante a formulação de seus planos de negócios, a estatal poderá decidir por realizar desinvestimentos em alguns projetos menos rentáveis. Neste sentido, é mais provável que estas saídas ocorram no segmento de biocombustíveis, em algumas operações de refino e distribuição no exterior, e em alguns projetos menos importantes do segmento de gás e energia.

BIBLIOGRAFIA

ACHA, V. & FINCH, J. "Paths to Deepwater in the International Petroleum Industry". In: *DRUID Summer Conference 2003 on Creating, Sharing and Transferring Knowledge*. Copenhagen, 2003.

ALMEIDA, E. L. F. *Dinâmica Tecnológica das Indústrias Energéticas* (Apostila Didática). Instituto de Economia/UFRJ. Rio de Janeiro: Mimeo, 2002.

_____. *Capitalização da Petrobras: as razões do sucesso*. In: Blog Infopetro. Disponível em: <http://infopetro.wordpress.com/2010/>. Acessado em 26/03/2012

ALVEAL, C. *Os Desbravadores: A Petrobras e a construção do Brasil industrial*. Rio de Janeiro: Relume Dumará: ANPOCS, 1994.

ANP (Brasil). *Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo e Gás 2011*. Rio de Janeiro: ANP, 2011.

_____. *Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural – Dezembro de 2011*. Rio de Janeiro: ANP, 2012.

_____. *Esquemas de Produção no Refino do Petróleo*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=7854&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1333894038803>. Acessado em 17/03/2012

_____. *O que é refino?* Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=15699&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1333894114460>. Acessado em 17/03/2012

ARAÚJO, J. L. & GHIRARDI, A. *Substituição de derivados do petróleo no Brasil: questões urgentes*. Pesquisa e Planejamento Econômico. Rio de Janeiro: Ipea. Vol. 16, nº 3. Dezembro de 1986

BRANCO, P. M. *O Petróleo*. Disponível em:

<http://www.cprm.gov.br/publique/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?infoid=1256&sid=129>.

Acessado em 17/03/2012

BRIDGE, G. “Global production networks and the extractive sector: governing resource-based development”. *Journal of Economic Geography* 8. (p. 389-419). Advanced Access, 2008.

BRITISH PETROLEUM. BP Statistical Review of World Energy 2011. Disponível em:

<http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>. Acessado

em 20/03/2012

BRITTO, J. “Diversificação, competências e coerência produtiva”. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. *Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

CHANDLER, A. D. *Essays towards a Historical Theory of Big Business*. Boston: Harvard Business School Press, 1988

_____. *Scale and scope: the dynamics of industrial capitalism*. Cambridge: Harvard University Press, 1990.

COLOMER, M. & TAVARES, A. *Expansão do parque de refino brasileiro: uma caminhada para a real autossuficiência*. In: Blog Infopetro. Disponível em:

<http://infopetro.wordpress.com/2012/>. Acessado em 26/03/2012

DANTAS, E. & BELL, M. *Latecomer firms and the emergence and development of knowledge networks: The case of Petrobras in Brazil*. In: *Research Policy*. Volume: 38, Issue: 5. Elsevier B.V., 2009

DOSI, G.; TEECE, D. J. & WINTER, S. “Toward a Theory of Corporate Coherence: Preliminary Remarks”. In: DOSI, G. et al. (Eds.). *Technology and enterprise in a historical perspective*. Oxford : Clarendon Press, 1992.

FIANI, R. “Teoria dos custos de transação”. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. *Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

FREITAS, K. *As Estratégias Empresariais de Cooperação e Integração Vertical: O caso da indústria de petróleo do Brasil*. Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003

GUIMARÃES, E. A. *Acumulação e crescimento da firma*. Zahar, Rio de Janeiro, 1982.

JUNIOR, J. L. F. *Análise do Planejamento Estratégico e Ações de Mercado das Empresas de Petróleo Face a Abertura de Mercado*. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Centro Tecnológico, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2007.

KIMURA, R. M. *Indústria Brasileira de Petróleo: Uma Análise da Cadeia de Valor Agregado*. Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005

LOOTY, M. & SZAPIRO, M. “Economias de Escala e Escopo”. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. *Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

MACHADO, G. et. al. *Perspectivas de Demanda por Combustíveis no Brasil*. In: 3º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás. Salvador: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2005

MARRIS, R. *The Economic Theory of Managerial Capitalism*. Londres: Mcmillan, 1964

OPEC. 2010 World Oil Outlook. Disponível em:

http://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm. Acessado em 26/03/2012

PENROSE, E. *The theory of the growth of the firm*. Nova Iorque: John Willey & Sons, 1959.

PETROBRAS. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/minisite/presal/pt/perguntas-respostas/>. Acessado em 17/03/2012

_____. Plano de Negócios 2009-2013. Disponível em

http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=TjSAu+vk22bzyI6FL2P4yQ==.

Acessado em 24/03/2012

_____. Plano de Negócios 2010-2014. Disponível em http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=4PGQYDVxrU544HYs+8WYHQ==. Acessado em 24/03/2012

_____. Plano Estratégico Petrobras 2020: Plano de Negócios 2011-2015. Disponível em <http://www.petrobras.com.br/pt/noticias/conheca-nosso-plano-de-negocios-2011-2015/>. Acessado em 24/03/2012

_____. Relatório de Atividades 2010. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/ri/Default.aspx>. Acessado em 23/03/2012

_____. Relatório de Atividades 2011. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/ri/Default.aspx>. Acessado em 23/03/2012

_____. Resultados do Quarto Trimestre do Exercício 2011. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/ri/Default.aspx>. Acessado em 23/03/2012

_____. United States Securities and Exchange Commission Form 20-F Annual Report for the fiscal year ended December 31, 2011. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/ri/Default.aspx>. Acessado em 23/03/2012

PINTO JR., H. Q. et. al. *Economia da Energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Rio de Janeiro: Campus, 2007

PONDÉ, J. L. “Organização das grandes corporações”. In: KUPFER, D. & HASENCLEVER, L. *Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

PORTER, M. E. *Vantagem Competitiva: criando e sustentando um desempenho superior*. Rio de Janeiro: Campus, 1989.

RIBEIRO, F. C. F. *Estratégia Internacional da Petrobras: Estudo de Caso da Aquisição da Perez Companc na Argentina*. 2006. 147f. Dissertação (Mestrado em Administração) – Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, São Paulo, 2006.

STODIEK, V. F. *Estratégias de Crescimento da Petrobras no período 1990-2010*, 2010. Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Departamento de Ciências Econômicas, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

TRANSPETRO. Mapa de Terminais e Dutos. Disponível em: <http://www.transpetro.com.br/>. Acessado em 23/03/2012