

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
ESCOLA DE QUÍMICA

**ESTUDO DO MONITORAMENTO TECNOLÓGICO DE  
PETRÓLEO NO BRASIL E NO MUNDO**

Alunos:

Ana Carolina Leite Bellot de Almeida

Augusto Pertot de Oliveira

Orientadoras:

Prof.<sup>a</sup> Cheila Gonçalves Mothé

Prof.<sup>a</sup> Michelle Gonçalves Mothé

RIO DE JANEIRO

ABRIL DE 2012

# **ESTUDO DO MONITORAMENTO TECNOLÓGICO DE PETRÓLEO NO BRASIL E NO MUNDO**

Alunos:

Ana Carolina Leite Bellot de Almeida

Augusto Pertot de Oliveira

Projeto final de curso submetido ao corpo docente da Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Aprovado por:

---

Prof.<sup>a</sup> Carla Reis de Araújo, D.Sc.

---

Prof.<sup>a</sup> Heloísa Lajas Sanches, D.Sc.

---

Eng. Márcio Pereira Brito (Petrobras)

Orientadoras:

---

Prof.<sup>a</sup> Cheila Gonçalves Mothé, D.Sc.

---

Prof.<sup>a</sup> Michelle Gonçalves Mothé, M.Sc.

RIO DE JANEIRO

ABRIL DE 2012

**Dedico essa monografia aos meu pais e irmão  
que me apoiaram durante os momentos  
em que nada mais parecia dar certo.**

(Ana Carolina Leite Bellot de Almeida)

**Dedico essa monografia aos meu pais,  
que me ajudaram em momentos  
difíceis e com isso consegui  
chegar ao final dessa graduação.**

(Augusto Pertot de Oliveira)

**“Que homem é o homem que não torna o mundo melhor?”**

Resumo do projeto final de curso apresentado à Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico.

## **ESTUDO DO MONITORAMENTO TECNOLÓGICO DE PETRÓLEO NO BRASIL E NO MUNDO**

Alunos:

Ana Carolina Leite Bellot de Almeida

Augusto Pertot de Oliveira

Orientadoras:

Prof.<sup>a</sup> Cheila Gonçalves Mothé

Prof.<sup>a</sup> Michelle Gonçalves Mothé

Este trabalho tem como objetivo apresentar e analisar dados mercadológicos da indústria do petróleo e gás nacional e internacional. A relevância do trabalho se dá no fato de que mudanças nesse setor afetam integralmente a economia mundial e, portanto análises devem ser feitas para que estratégias possam ser tomadas da melhor maneira possível.

Apesar de ser uma indústria de extrema importância mundial, o setor petrolífero está enfrentando vários desafios no século XXI. Questões ambientais graves como o acidente envolvendo a companhia BP onde aproximadamente 4,9 milhões de barris de petróleo foram derramados no Golfo do México, o recente vazamento na Bacia de Campos causado pela companhia Chevron-Texaco. Além disso, põe à prova a ética do setor onde muitas dessas empresas petrolíferas estão envolvidas em escândalos de corrupção, de descaso e irresponsabilidade em suas operações.

Este trabalho tem também como objetivo expor um estudo de caso das areias petrolíferas no estado de Alberta, no Canadá, começando com os números de reservas, passando pelo processo de obtenção e processamento do betume para refiná-lo ou transformá-lo em óleo cru sintético.

# SUMÁRIO

INTRODUÇÃO .....	8
1 SURGIMENTO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA .....	9
1.1 Histórico da Indústria Petrolífera .....	9
1.2 O surgimento da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) .....	11
1.3 Cenário Atual da Indústria petrolífera .....	11
2 A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO MUNDO .....	13
2.1 Segmento Upstream .....	13
2.2 Segmento Downstream .....	15
3 A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL .....	18
3.1 Segmento upstream .....	20
3.1.1 Exploração .....	20
3.1.2 Produção .....	23
3.1.3 Preços de referência do petróleo .....	24
3.2 Segmento midstream .....	25
3.2.1 Armazenamento e movimentação de petróleo .....	25
3.2.2 Comércio exterior – Importação e exportação de petróleo .....	26
3.3 Segmento downstream .....	29
3.3.1 Refino .....	29
3.4 Panorama das operações da Petrobras no Brasil .....	30
3.4.1 Exploração .....	32
3.4.2 Produção .....	33
3.4.3 Refino .....	34
3.4.4 Exportação e importação de petróleo .....	36
3.5 Pré-sal .....	37
4 AS 10 MAIORES EMPRESAS DE PETRÓLEO NO MUNDO .....	39

5 ESTUDO DE CASO – DEPÓSITOS DE AREIAS BETUMINOSAS NO CANADÁ .....	477
5.1 Definindo areia betuminosa .....	488
5.2 Extração .....	500
5.3 Condicionamento e tratamento.....	511
5.4 Upgrading do betume em óleo cru sintético e outros produtos mais leves .....	533
5.4.1 Conversão térmica ou coqueamento .....	543
5.4.2 Conversão catalítica .....	544
5.4.3 Destilação.....	554
5.4.4 Hidroprocessamento .....	555
5.5 Alguns números sobre extração e upgrading de areias betuminosas.....	555
6 CONCLUSÃO .....	588
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	59
ANEXOS.....	622

## INTRODUÇÃO

Com o objetivo de se aproveitar racionalmente as fontes de energia nacional, foi promulgada no dia 6 de agosto de 1997 a Lei 9.478 (Lei do Gás). Dentre seus princípios, os objetivos da lei são: a preservação do interesse nacional, assegurar o interesse do consumidor e a livre concorrência, atrair investimentos à produção de energia e ampliar a competitividade do país no mercado internacional.

Através dessa lei, a Petrobras perdeu a exclusividade na exploração e produção de petróleo e gás em território nacional, possibilitando que outras companhias, por meio de concessão de áreas leiloadas anualmente, também pudessem explorar essas áreas. Neste mesmo período, um conjunto de países, principalmente do Leste Europeu, África e da América Latina, também passaram por um processo de progressiva eliminação de fronteiras nacionais para as atividades do *upstream* da indústria petrolífera. Desse modo, os países começaram uma corrida para atrair investimentos.

Com base no cenário acima descrito, o presente trabalho pretende focar na análise da atratividade do Brasil frente aos países que concorrem diretamente por investimentos na cadeia do *upstream*. O trabalho está dividido em cinco capítulos, além de uma introdução e conclusão.

O capítulo 1 traz um breve histórico do mercado de petróleo no Brasil e no Mundo.

O capítulo 2 tem como objetivo fazer uma análise da indústria do petróleo no mundo. Inicialmente faz - se uma descrição da evolução da cadeia do *upstream* desde o começo das pesquisas com o objetivo de se explorar óleo até os dias atuais. Em seguida, é feito um estudo do cenário atual desta indústria.

A indústria de petróleo brasileira é estudada isoladamente no capítulo 3, onde é apresentada a evolução da exploração do petróleo, passando pela Petrobrás.

O capítulo 4 inicia-se com a descrição das dez maiores empresas na área de petróleo no mundo. Nesse capítulo são informadas as reservas, a produção de barris por ano e a capacidade de refino de cada uma das empresas.

No capítulo 5, é abordado o estudo de caso sobre as areias betuminosas do Canadá.



# 1 SURGIMENTO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA

## 1.1 Histórico da Indústria Petrolífera

Desde os tempos bíblicos o petróleo está presente na vida do ser humano. Os egípcios o usaram na pavimentação de estradas, para embalsamar os mortos e na construção de pirâmides, enquanto os gregos e romanos o utilizaram para fins bélicos. No período da Idade Média, em regiões da Europa – Bavária, Silícia, Vale do Pó, Alsácia, Hannover e Galícia, era utilizado para fins farmacêuticos. No novo mundo, o petróleo era conhecido pelos índios pré-colombianos, que o utilizavam para decorar e impermeabilizar seus potes de cerâmica. Os incas, os maias e outras civilizações antigas também estavam familiarizados com o petróleo (THOMAS, 2001).

Apesar de ser utilizado em diversos segmentos, não se pode falar em indústria de petróleo antes de meados do século XIX. Até essa data, o óleo era utilizado in natura e seu potencial energético não era conhecido. Entretanto, após 1859, a realidade começou a ser outra.

Foi nesse ano que Edwin Drake perfurou o primeiro poço de petróleo, dando início à exploração comercial do mesmo. Este poço produzia 20 barris/dia, para uma profundidade de aproximadamente 20 metros. Motivados pela descoberta de Drake, deu-se início a corrida ao ouro negro no Oil Creek Valley (Pensilvânia-EEUU). Inúmeros aventureiros de toda espécie e efêmeras empresas de petróleo disputavam os terrenos exploráveis da região; todos se avocaram a produzir o mais rápido e na maior quantidade possível, com frequência danificando os reservatórios ou levando à exaustão prematura dos poços. Como resultado, após apenas cinco anos deste marco, nada menos do que 543 empresas haviam iniciado atividades no novo e rendoso empreendimento (ALVEAL, 2003).

No seu início, o mercado de petróleo se baseava em um único derivado, o querosene para iluminação, como substituinte do óleo de baleia que até aquele momento era utilizado para tal fim, mas este animal estava sendo caçado em direção à extinção. Todos os demais derivados de petróleo que não o querosene iluminante eram jogados fora após o refino. Naquele momento, não havia padronização alguma da qualidade do produto: os querosenes produzidos variavam largamente de qualidade, e o índice de acidentes com vítimas com a queima do querosene era alto. As atividades de exploração de petróleo eram feitas a partir da localização visual de indícios do petróleo; ou seja, só eram exploradas jazidas de petróleo nas

quais pequenos montantes de óleo aflorassem naturalmente à superfície do solo ou no subsolo (YERGIN, 1990).

No final desta fase, porém, a indústria registrou avanços tecnológicos. A substituição das carroças e cavalos pelas ferrovias, a descoberta de novos métodos de perfuração, entre outros fatores, impulsionaram o avanço da indústria do petróleo.

A primeira pessoa que resolveu racionalmente os desafios de armazenar, transportar e transformar o petróleo e vender os seus derivados foi o americano John D. Rockefeller. Para reduzir custos introduziu novos processos técnicos que melhoraram a produtividade e a qualidade dos derivados. A preocupação pela qualidade dos produtos oferecidos ao mercado inspirou o nome à empresa que comandou: a Standard Oil Company. Contudo, o posto de honra deste americano na história do petróleo foi ter percebido e realizado a integração da indústria, inovação econômica chave para organizar a sua expansão, fundando o maior dos monopólios da economia americana na passagem do século, sendo fundamental para o desenvolvimento da economia capitalista moderna no século XX (ALVEAL, 2003).

Em pouco tempo a Standard Oil se tornou monopolista integrada verticalmente nos segmentos da cadeia do petróleo. A partir desta total integração, obteve grandes economias de escala, escopo e de custos de transação. As economias de escala se deram em função do vultoso aumento dos volumes extraídos e processados sem que houvesse um aumento substancial do investimento em capital fixo, reduzindo-se assim o custo médio; as economias de escopo se deram em função de produzir, transportar e comercializar vários derivados a partir da mesma logística operacional, e as economias de custos de transação se deram em função de toda a cadeia petrolífera pertencer a uma única empresa. (SOUZA, 2006).

Diante desse cenário de surgimento da indústria, houve uma concorrência crescente das novas empresas no oeste dos Estados Unidos e das grandes rivais europeias. Em 1911, a Suprema Corte Federal dos Estados Unidos determinou que 33 empresas dividiriam o monopólio. Algumas dessas empresas evoluíram para se tornar as maiores sociedades da indústria petrolífera. No período situado entre 1920 e 1930, Rockefeller viu sua Standard Oil liderar o grupo que ficou conhecido no mundo como “as sete irmãs”: Exxon, Chevron, Mobil, Texaco, Gulf, British Petroleum e Shell.

## ***1.2 O surgimento da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)***

A Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) foi formada no ano de 1961, objetivando padronizar as negociações de preços com as companhias ocidentais. Os cinco países fundadores - Arábia Saudita, Venezuela, Kuwait, Iraque e Irã - eram responsáveis por mais de 80% das exportações mundiais de petróleo bruto (YERGIN, 1990). Logo, mais países se associam à organização: Catar (1961); Indonésia (1962); Líbia (1962); Emirados Árabes (1967); Argélia (1969); Nigéria (1971); Equador (1973–1992); e Gabão (1975–1994) (OPEC, 2005).

O maior impacto causado pela OPEP a partir de seu surgimento, entretanto, só veio ocorrer a partir do ano de 1973, quando começou a atuar como um cartel, visando controlar o preço do petróleo. Rapidamente a OPEP tomou o controle do mercado de óleo e em outubro de 1973 mais do que duplicou o preço do óleo.

Desde então, a OPEP tem tentado estabilizar seus preços pelos ajustes das taxas de produção de seus membros. Seu esforço tem sido bem sucedido por uns momentos, mas em outros a flutuação é inevitável. Isso não seria nenhuma surpresa, dada a grande diversidade de interesses que existe entre os membros de estados individualmente. A invasão do Kuwait pelo Iraque pode ser um bom exemplo.

Outro fator que vem enfraquecendo a OPEP é a substancial produção de países não pertencentes a OPEP, que recentemente está crescendo pelo mundo. Ao longo da década de 90, a produção da OPEP foi reduzida para somente 40% da produção mundial. Isto é significativo, embora que a OPEP, particularmente a Arábia Saudita, ainda detém praticamente 80% da produção mundial. Isso assegura a continuação de sua influência sobre o preço do petróleo (OPEP, 2010).

## ***1.3 Cenário Atual da Indústria petrolífera***

Atualmente o setor de petróleo movimentava trilhões de dólares anualmente, ao redor do mundo. O petróleo é responsável por 39% do uso final de energia primária no mundo. Além disso, o petróleo é importante fonte de matéria-prima para a indústria de maneira geral (BP, 2010).

A estrutura do setor se inicia nas jazidas indo até os consumidores. Desta forma, na ponta inicial da cadeia – a da matéria-prima, encontram-se o petróleo e o gás natural (produzidos em conjunto durante a extração do petróleo). Na ponta final da cadeia estão os consumidores, que recebem os produtos derivados do petróleo (gasolina, óleo diesel, óleo combustível, plásticos, e outros derivados). Esta cadeia está dividida em três tipos de atividades: *upstream* (exploração e produção), *midstream* (processamento, armazenamento, transporte) e *downstream* (distribuição e comercialização).

## 2 A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO MUNDO

A indústria de produção de petróleo é uma das mais rentáveis, uma vez que a commodity possui características muito valiosas. Mas por outro lado, os investimentos para encontrar um poço de petróleo e iniciar a exploração e produção são extremamente elevados. Pois esse é um processo que demanda muitos recursos, principalmente no que tange aos estudos geológicos e equipamentos. A cadeia petrolífera está dividida em três grandes grupos que englobam várias atividades: *upstream*, *midstream* e o *downstream*, como já foi dito anteriormente.

O presente capítulo tem por objetivo traçar um panorama dos segmentos *upstream* e *downstream* da indústria de petróleo no mundo, destacando dados de exploração, produção, preços de referência, bem como refino.

### 2.1 Segmento *Upstream*

Por ser um recurso não renovável, a extração de petróleo acaba exaurindo as reservas. Os Estados Unidos, por exemplo, até meados do século passado, eram os detentores das maiores reservas. Os países que detêm as reservas e concentram a produção desse bem tão disputado, certamente se colocam em uma posição muito mais favorável (ARAÚJO, 2004).

A Figura 1 destaca os maiores produtores de petróleo no mundo, indicando o percentual de participação de cada país na produção mundial. Juntos, os vinte principais países representam um percentual de 84,4% da produção mundial total.

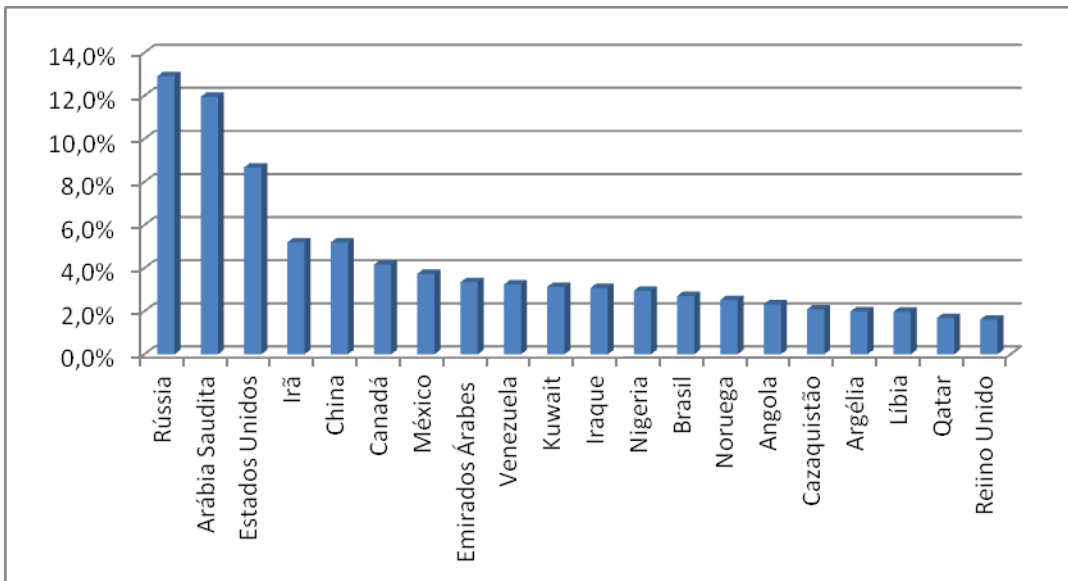


Figura 1: Percentual de participação de cada país na produção mundial de barris de petróleo. (Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da BP Statistical Review of World Energy, 2011)

De acordo com a Figura 1, o país que detém a maior produção de petróleo é atualmente a Rússia, seguida pela Arábia Saudita. No ano de 2010 a Rússia teve uma produção diária de 10,27 milhões de barris enquanto a Arábia Saudita produziu 10 milhões.

A Figura 2 mostra os países que detêm as maiores reservas provadas de petróleo no mundo. A partir dos dados observados no gráfico pode-se afirmar a força que a OPEP possuiu. Os países com as seis maiores reservas provadas são integrantes da OPEP.

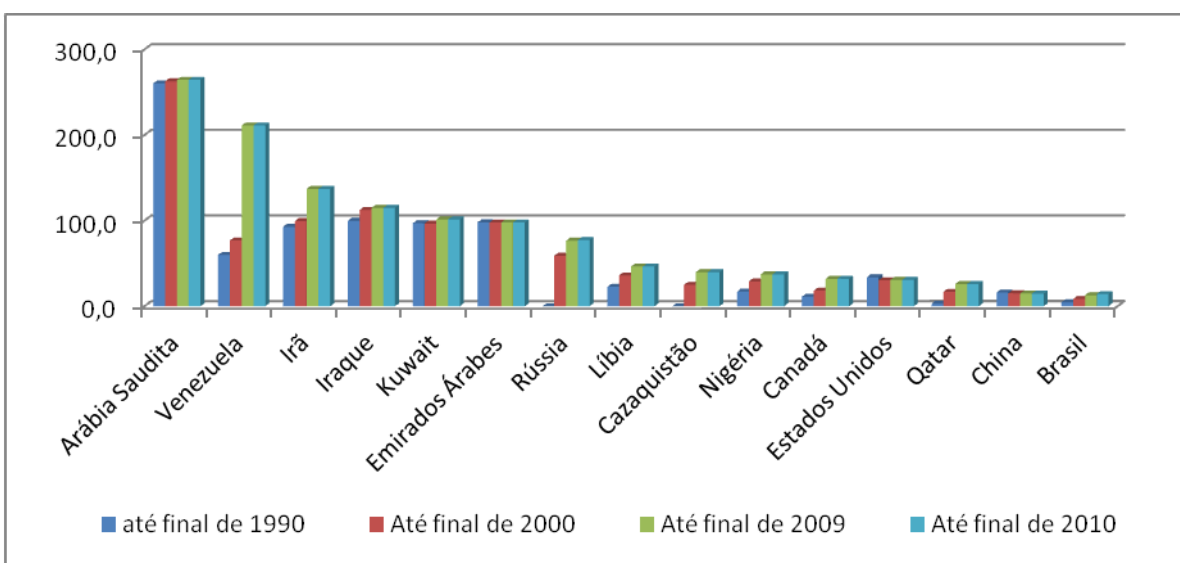


Figura 2: Reservas provadas (mil barris diários) (Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da BP Statistical Review of World Energy, 2011)

## 2.2 Segmento Downstream

A capacidade de refino de petróleo mundial, em 2010, foi equivalente a 91 milhões de barris por dia (*BP Statistical Review of World Energy*, 2011), um aumento de 11% em relação ao ano 2000 quando a capacidade mundial era de 82 milhões de barris diários. A Figura 3 mostra a capacidade de refino dos vinte maiores países nesse segmento desde o ano 2000 até 2010.

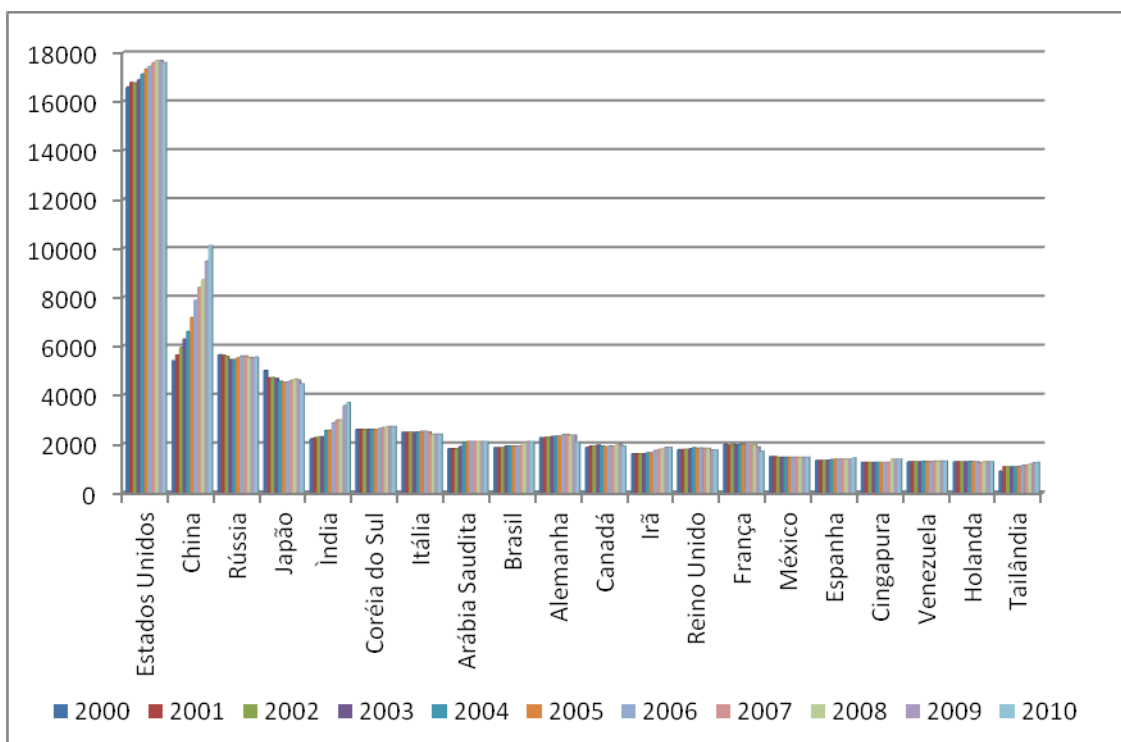


Figura 3: Capacidade mundial de refino de petróleo (mil barris diários)

(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da *BP Statistical Review of World Energy*, 2011)

Os Estados Unidos tiveram a capacidade de refino de petróleo aumentada em média de 0,69% ao ano ao longo dos anos de 2000 até 2010. Apesar disso, a participação norte-americana sobre o potencial total de refino do mundo caiu 0,52% no mesmo período. Em 2009, a produção de petróleo daquele país supriu apenas 40,68% da capacidade de suas refinarias e 38,51 % do consumo interno. Ainda que as refinarias tenham capacidade muito acima da produção local, conseguiram suprir apenas 94,66% da demanda do mercado interno.

Pode-se afirmar, portanto, que a economia norte-americana é altamente dependente de petróleo externo.

A China teve a capacidade de refino aumentada em média 6,5% ao ano ao longo de 2000 até 2010. A participação do país sobre o potencial total de refino no mundo subiu 6% no mesmo período.

Tanto o Brasil quanto os Estados Unidos apresentam capacidade de refino do petróleo menor do que as suas respectivas demandas internas, porém em proporções diferentes. O Brasil terá sua capacidade de refino analisada detalhadamente no capítulo a seguir.

Pode-se reparar, no entanto, que a capacidade de refino dos países França e Japão, diminuiu. No caso da França, pode ser um indicativo de que não houve investimentos no parque de refino e, portanto a capacidade teria um decréscimo devido a depreciações. Já no caso do Japão, a queda se deu devido à destruição de ativos devido ao grave terremoto que assolou o país.

Em relação à América Latina, pode-se destacar a Venezuela. A economia venezuelana não só mostrou auto-suficiência no setor petrolífero como também um elevado excedente produtivo, o que lhe confere uma relevância no comércio internacional como um exportador líquido de petróleo, inclusive como integrante da OPEP.

Em 2009, aquele país vendeu ao mercado externo 1,6 milhões de barris/dia, como aponta a OPEP (2010). As refinarias venezuelanas possuíam a capacidade de refinar apenas 53,80% da produção nacional em 2010, contra uma demanda de 46,45% do potencial de refino. Já o maior país produtor mundial de petróleo, a Arábia Saudita, tem a capacidade de processar, domesticamente, apenas 21,62%.

O consumo mundial de petróleo foi de cerca 87382 mil barris diários em 2010, o que representou um crescimento 14% em relação a 2000. Os Estados Unidos são o maior consumidor de petróleo do mundo, participando com 21,91% do total mundial. A Figura 4 mostra os vinte maiores países consumidores de petróleo desde 2000 até 2010.



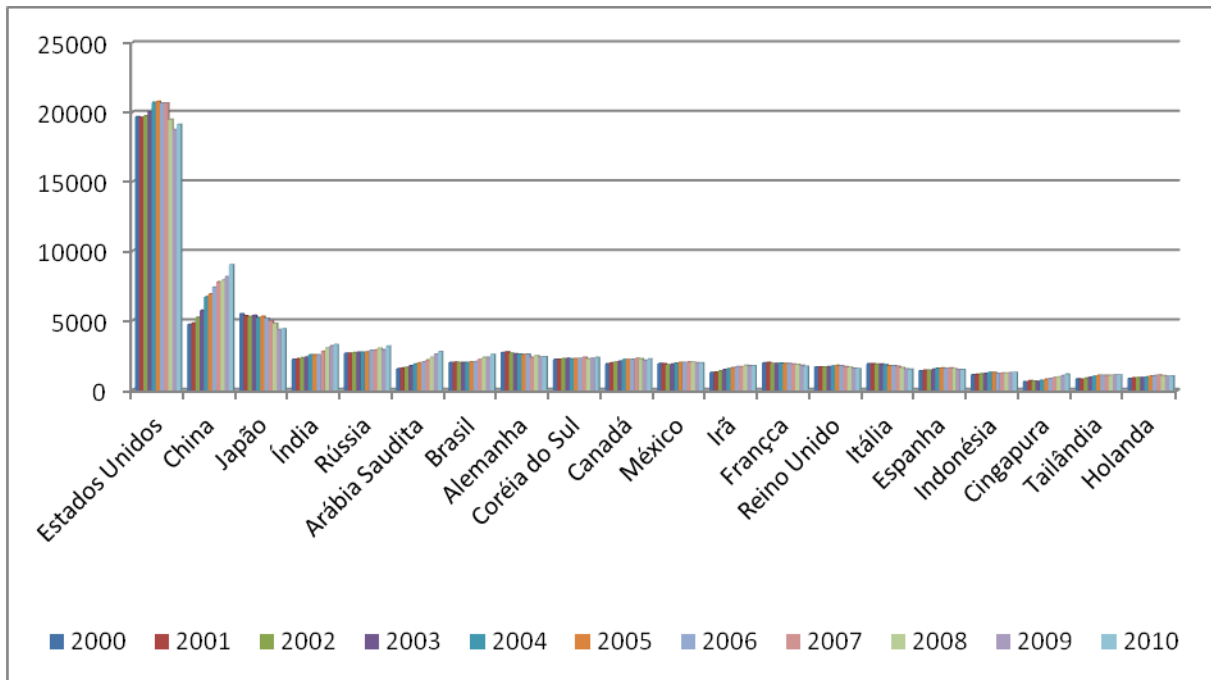


Figura 4: Consumo de petróleo (mil barris diários)

(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da BP Statistical Review of World Energy, 2011)

### **3 A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO NO BRASIL**

O ano de 2010 foi bastante importante para a indústria de petróleo e gás no Brasil. Apesar de gravíssimos problemas econômicos assolando o mundo desde a crise dos títulos podres imobiliários de 2008, cujo maior afetado foi o bloco político-econômico da União Europeia, a indústria do petróleo e gás no país teve um crescimento significativo.

Isso se dá devido às tendências que o Brasil seguiu junto com países emergentes, registrando uma taxa de crescimento do PIB de 7,5%, com aumento per capita de 6,5%. O impulso econômico se refletiu no crescimento de 8,4% das vendas dos principais combustíveis e o aumento do consumo de óleo diesel foi impulsionado pelo desempenho do setor industrial até então e pelas obras de infraestrutura do Plano de Aceleração do Crescimento realizadas pelo Governo Federal.

Além de fatores econômicos, quatro importantes cenários ocorridos em 2010, estão repercutindo de forma positiva para o crescimento da indústria do petróleo e gás brasileira.

O primeiro cenário tem relação com a Lei nº 12.351, de dezembro de 2010, que “dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas” e que no artigo 65 determina que “o Poder Executivo estabelecerá política e medidas específicas com vistas ao aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural”. A decisão abriu horizontes nas atividades em bacias terrestres, em locais onde o capital nacional de pequeno e médio porte, tem melhores possibilidades de se desenvolver já que custos de exploração e produção em terra são muito menores do que no mar (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2010).

O segundo consistiu na aprovação do marco regulatório do pré-sal, condição básica para aumentar a competitividade na exploração e na produção nos 72% de área de pré-sal não concedida. O sistema de partilha irá permitir um melhor controle sobre a produção, de modo a evitar a desindustrialização do país devido à valorização cambial por parte da exportação de óleo e gás (ANP, 2010).

O terceiro foi a regulamentação da Lei do Gás, que já está permitindo a expansão do gás natural na matriz energética do país, como fonte de energia ou matéria-prima, ajudando assim a diminuir custos do setor industrial. Agora órgãos do governo federal irão regular o livre acesso, fixar tarifa de transporte e fiscalizar gasodutos. O regulamento estabelece um prazo

máximo de dez anos para a exclusividade de uso de novos gasodutos e para os existentes, a lei já previa um período de dez anos de exclusividade, o que permite que boa parte da malha atual possa ser usada por terceiros. Dessa forma, o decreto acabou com a exclusividade da Petrobrás na exploração e produção de petróleo e gás em território nacional.

O tempo de exclusividade dos novos gasodutos poderá variar em função do nível de desenvolvimento do mercado atendido, da demanda de interessados na construção do duto e pode se encerrar quando o nível de gás contratado for alcançado. O decreto também estabelece que os gasodutos só poderão ser ampliados depois do fim do período de exclusividade.

Esperada pelo mercado desde que foi sancionada, em março de 2009, a regulamentação é o primeiro passo para que a Lei do Gás finalmente saia do papel. O decreto do presidente Luiz Inácio Lula da Silva estava sendo analisado pela Casa Civil desde junho e foi publicado um dia depois da aprovação do novo marco regulatório do pré-sal pelo Congresso. A lei vai lidar com o salto na oferta de gás a partir do início da produção no pré-sal.

A lei regulamenta o transporte, a estocagem, o processamento e a comercialização do gás natural e deve incrementar os investimentos no setor, barateando custos. O consumidor só sentirá mudanças no bolso se as distribuidoras estaduais - que revendem o gás - tiverem mais opções de oferta do produto (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2010).

Já o quarto cenário, foi a captação de R\$ 120,2 bilhões pela maior oferta pública de ações já realizada no mundo por parte da Petrobrás, com óleo da União descoberto e devidamente certificado pela ANP, que irá permitir à estatal brasileira desenvolver grandes investimentos (PETROBRAS, 2010).

Outro aspecto importante é o aumento de investimentos na área de pesquisa e desenvolvimento pelas concessionárias, superando hoje mais de meio bilhão de Reais por ano e que já coloram a indústria de bens de capital e insumos petrolíferos instalada no Brasil num patamar tecnológico decisivo de competitividade (ANP, 2010; IBP, 2010).

O presente capítulo irá mostrar a evolução de 15 anos (1995-2010) da indústria do petróleo e gás no Brasil nas áreas de busca, exploração e produção (incluindo os dados das reservas brasileiras), no setor do refino, que após quase 30 anos sem novidades, três refinarias de grande porte estão em construção e deverão entrar em operação nos próximos anos. Será mostrado também o panorama da logística interna e do mercado brasileiro em se tratando de exportação, importações e vendas para o mercado nacional de óleo cru.

### **3.1 Segmento upstream**

Atualmente, o segmento *upstream* brasileiro é um dos setores que mais crescem em volume de investimentos e valor agregado graças a dois fatores importantes.

O primeiro foi a aprovação da Emenda Constitucional nº 9/95 e da Lei nº 9478/97, dando flexibilidade para a União no controle sobre suas reservas e que deu início a abertura da indústria brasileira de petróleo no segmento de exploração e produção proporcionando que empresas pudessem participar de leilões para terem o direito de concessão e operação de blocos situados em bacias contendo reservas de petróleo e gás. Ou seja, retirou o monopólio que a Petrobrás possuía sobre o segmento de exploração e produção.

O segundo fator foi o aumento expressivo de reservas durante esses 16 anos desde a aprovação da abertura do segmento cujo valor está em torno de 129% de acréscimo.

E foi assim que no fim de agosto de 2011, um total de 79 concessionárias atuavam no setor de exploração e produção no Brasil, das quais 39 eram empresas de capital totalmente brasileiro (ANP, 2010). Percebe-se, no entanto, que das empresas brasileiras, muitas são de médio e pequeno porte e que possuem aporte de investimento do BNDES. Fica claro também que grandes empresas internacionais não ficaram de fora das quais a Shell é a que mais possui participação seguida da BP.

#### **3.1.1 Exploração**

O segmento de exploração é a etapa inicial dentro da cadeia de petróleo e gás e consiste de duas fases. A primeira fase é a aquisição de dados obtidos através da verificação da existência nas bacias sedimentares de rochas reservatórias por instituições acadêmicas, empresas de aquisição de dados, pela ANP e pelas concessionárias. Caso o resultado das pesquisas seja positivo, inicia-se a segunda fase, em que é perfurado um poço pioneiro e poços de delimitação para comprovação da existência de petróleo ou gás em nível comercial e mapeamento do reservatório, que será encaminhado para a produção.

Geralmente se define como campo de petróleo uma área onde foi comprovada a existência de grandes reservas de petróleo e/ou gás. Blocos são definidos como demarcações dentro de um campo de petróleo de acordo a formação geológica da área.

No período de 1995-2010 analisado, 8387 poços foram perfurados dentre eles 5779 situados no mar e 2608 em terra e em 2010, grande parte das perfurações se deram em poços exploratórios produtores, totalizando 470 ou 59,6%, como mostra a Figura 5.

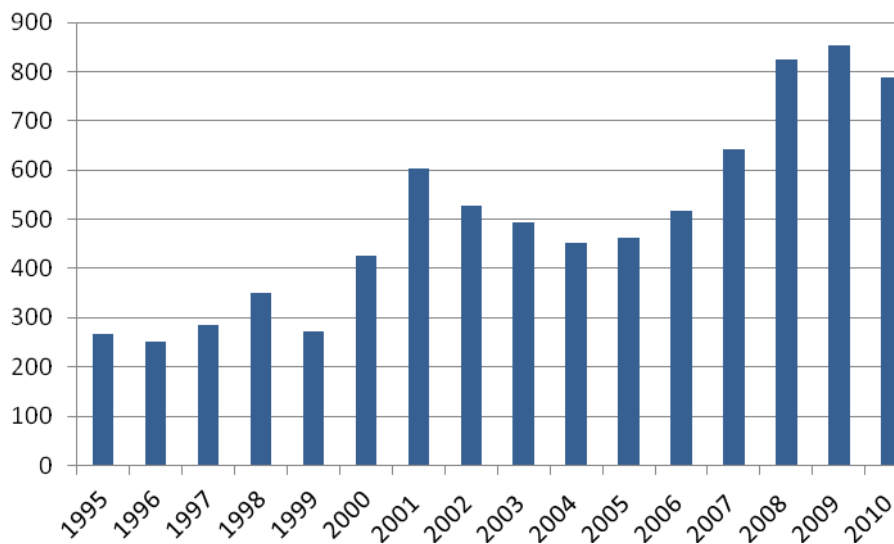


Figura 5: Número de poços perfurados por ano

(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados estatísticos da ANP, 2010)

Até o final de 2010, 745 blocos estavam sob concessão. Dentre eles, 344 blocos na fase de exploração, 82 em desenvolvimento da produção e 319 na etapa de produção. Foram devolvidos 776 blocos exploratórios dos quais 56 não alcançaram as etapas de desenvolvimento e produção, ou seja, onde não havia descobertas ou acumulações comerciais (ANP, 2010).

Nos 82 blocos em desenvolvimento, a Petrobras possuía sozinha a concessão de 47 e participava de 19 parcerias com outras companhias dentre elas as *majors* como a Chevron, Petrogal, Repsol, Shell e Total. Já os 319 campos em fase de produção, a Petrobras não possuía participação somente de 38; e outros 17 com parcerias entre esta e outras concessionárias. Todos os demais 264 blocos produtores eram concessões da Petrobras sem parcerias. Na Figura 6 é mostrado a quantidade percentual da área total (334 mil km<sup>2</sup>) adquiridas pelas concessionárias (ANP, 2010).

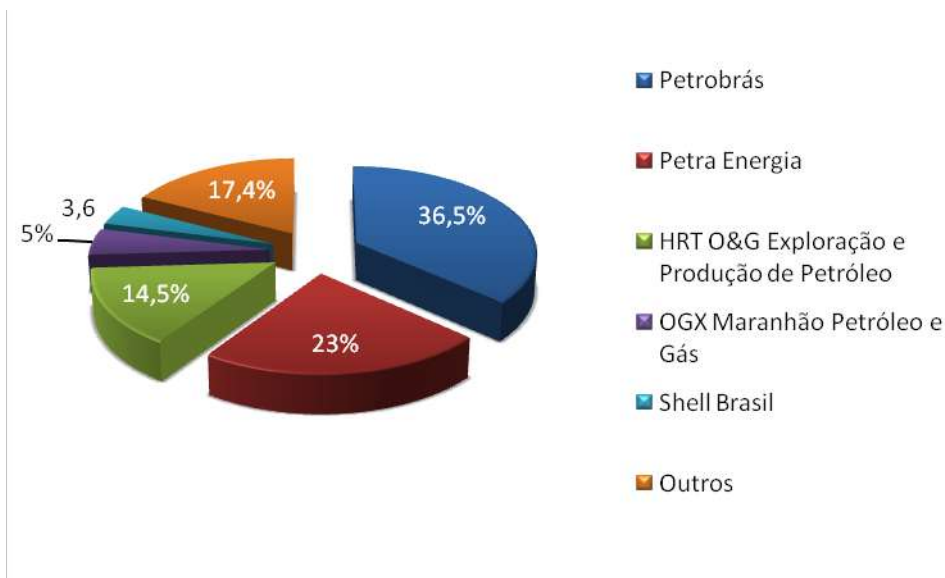


Figura 6: Quantidade percentual de área por concessionária  
(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados estatísticos da ANP)

No final de 2010, as reservas totais de petróleo do Brasil atingiram a marca dos 28 bilhões de barris, um aumento expressivo de 34,7% em comparação com o ano de 2009 em parte devido à inclusão de reservas do pré-sal. Já as reservas provadas foram totalizadas em 14 bilhões de barris, volume que representou 50% das reservas totais. Com isso o Brasil ocupou a 15ª posição no ranking mundial de países com maiores reservas provadas de petróleo (ANP, 2010; *BP Statistical Review of World Energy*, 2011; IBP, 2010; SINDICOM, 2010). Nas Figuras 7 e 8 pode-se verificar as reservas totais e provadas de petróleo. Pode-se destacar o estado do Rio de Janeiro que em deteve 82,8% das reservas totais de todo o Brasil como pode ser observado na Figura 9 (ANP, 2010).

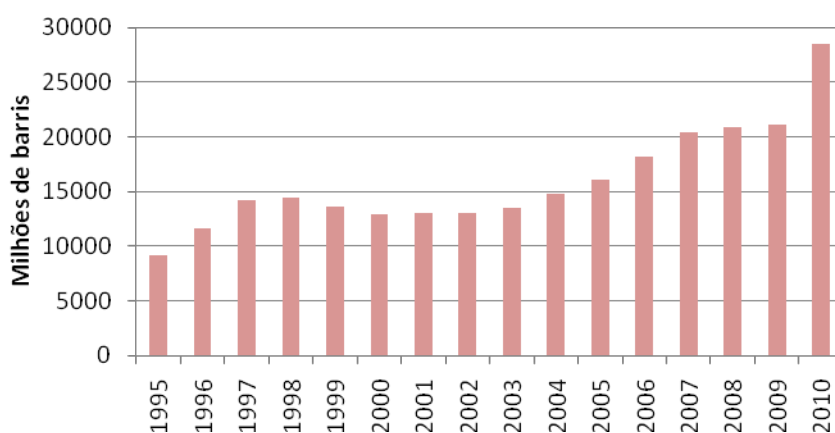


Figura 7: Reservas totais de petróleo em milhões de barris – 1995-2010  
(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados estatísticos da ANP, 2010)

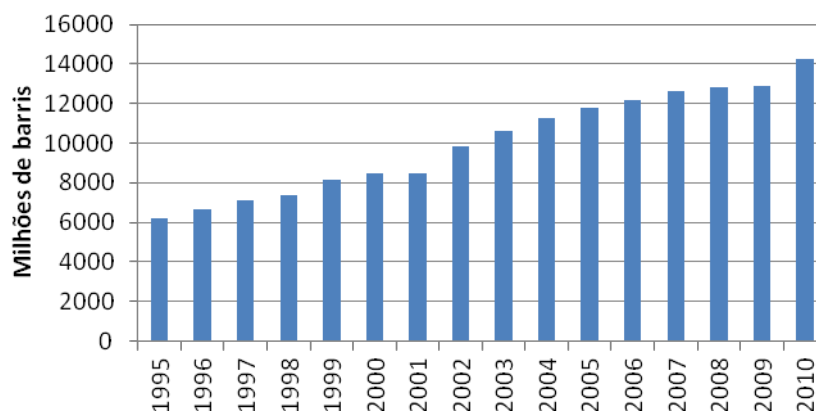


Figura 8: Reservas provadas de petróleo em milhões de barris – 1995-2010

(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados estatísticos da ANP, 2010)

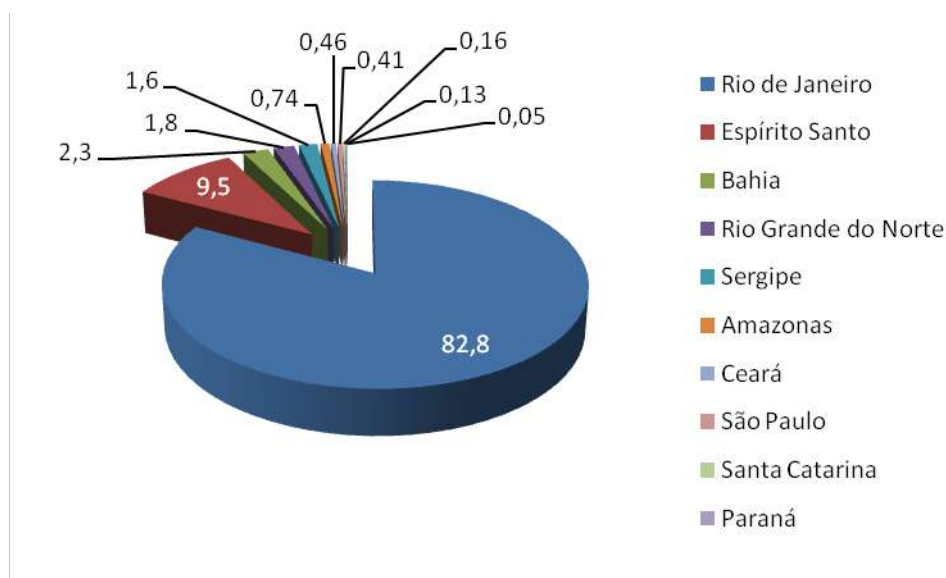


Figura 9: Percentagem dos estados produtores de petróleo em relação às reservas totais de petróleo do Brasil em 2010

(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados estatísticos da ANP, 2010)

### 3.1.2 Produção

Em 2010, a produção nacional de óleo cru e condensado chegou a 750 milhões de barris tornando o Brasil o 12º produtor de petróleo mundial (ANP, 2010; *BP Statistical Review of World Energy*, 2011; IBP, 2010; SINDICOM, 2010). De toda essa quantidade, os campos marítimos produziram 684 milhões de barris de óleo ou 91,2%, e só o estado do Rio de

Janeiro foi responsável por 595 milhões de barris ou 79,3% produzido no total (ANP, 2010). Na Figura 10 pode-se verificar a evolução em 15 anos da produção de petróleo.

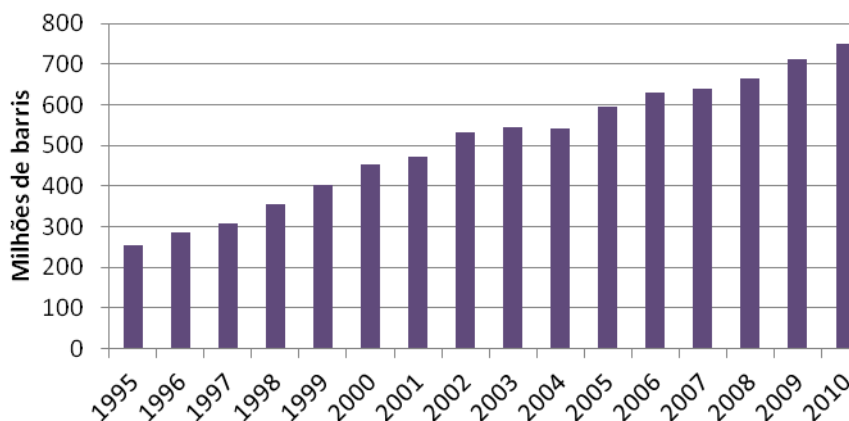


Figura 10: Produção de petróleo em milhões de barris – 1995-2010

(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados estatísticos da ANP, 2010)

No ano de 2010, 8955 poços estavam produzindo com densidade média de 25° API e teor médio de enxofre igual a 0,53% em peso. A corrente com menor densidade se achava na Bacia de Santos, na corrente Condensado de Merluza com 58,3° API e teor de enxofre igual a 0,04 com produção igual a 90 mil m<sup>3</sup>, e a corrente com maior densidade se achava na Bacia do Espírito Santo na corrente Fazenda Alegre, com 13,2° API e teor de enxofre igual a 0,31 com produção igual a 340 mil m<sup>3</sup>. As correntes produtoras de 2010 juntamente com suas especificações de graus API, teor de enxofre e produção, encontram-se no anexo 1 (ANP, 2010).

### ***3.1.3 Preços de referência para a comercialização de petróleo***

De acordo com o “Decreto das Participações Governamentais”, os preços de referência para a comercialização de petróleo e de gás natural são empregados na determinação do valor de produção para calcular royalties e participações especiais. De acordo com a ANP, esse preço se dá na “média ponderada dos preços de venda sem tributos praticados pela empresa durante o mês ou um preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior. Quanto ao preço de venda do petróleo, este corresponde ao preço do produto embarcado na saída da área de concessão ou FOB (*free on board*)” (ANP, 2010).



“A ANP calcula o preço mínimo do petróleo com base no valor médio mensal da cesta-padrão proposta pelo concessionário, sendo facultado à ANP não aceitar e sugerir uma nova. A cesta é composta de até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional, cujas características físico-químicas sejam similares às do petróleo produzido. Na ausência desta proposta, o preço é arbitrado pela ANP” (ANP, 2010). A Figura 11 mostra o preço médio de referência do petróleo em Reais.

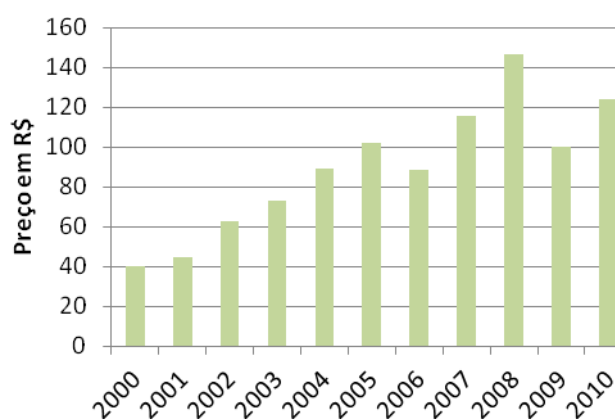


Figura 11: Preços médios em Reais de referência do petróleo – 2000-2010  
(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados estatísticos da ANP, 2010)

### **3.2 Segmento *midstream***

O segmento *midstream* é caracterizado pelo processamento, armazenamento e transporte de *commodities* como óleo cru, gás natural, gás natural líquido e liquefeito (principalmente etano, propano e butano) e enxofre.

#### **3.2.1 Armazenamento e movimentação de petróleo**

As atividades de armazenamento, distribuição e comercialização de produtos petrolíferos são menos intensivas em capital e apresentam os mesmos riscos financeiros que qualquer outra atividade econômica. Entretanto, são as atividades que mais envolvem riscos ambientais, pois os maiores acidentes se dão no transporte do óleo cru ou seus derivados.

Em se tratando de um país de grande dimensão geográfica como o Brasil, faz-se necessária a aplicação intensiva das novas tecnologias de informação e de ferramentas logísticas mais eficientes, para que toda a cadeia de suprimentos possa estar total e definitivamente integrada. No caso do mercado de combustíveis, podem ser considerados componentes da cadeia de suprimentos: transportador (ferroviário, rodoviário ou lacustre), produtores de combustíveis (Petrobras, refinarias particulares e petroquímicas), distribuidoras (Shell, Texaco, Esso, BR, etc) e consumidores (indústrias ou pessoas físicas).

Os estoques de petróleo se encontram em terminais aquaviários e terrestres e que posteriormente, são transportados (através de dutos ou navios) para refinarias, que, por sua vez, armazenam derivados do petróleo para distribuição desses para uso como combustíveis ou insumos para indústrias.

Para a viabilização da movimentação de petróleo no país, em 2010 havia 95 terminais autorizados, sendo nove centros coletores de etanol, 55 terminais aquaviários 32 terminais terrestres. A capacidade nominal de armazenamento era de 12,3 milhões de metros cúbicos, dos quais 5,4 milhões de m<sup>3</sup> (44,2%) destinados ao petróleo (ANP, 2010).

Embora o transporte dutoviário possua as menores tarifas de transporte e seja mais seguro, o mesmo ainda é insuficiente no Brasil, havendo poucos dutos em operação. Ao final de 2010 havia 19,3 mil km distribuídos entre 578 dutos, sendo que a maior extensão está concentrada na região Sul e Sudeste. Desse total, somente 32 dutos, com um total de 2 mil km, se destinavam à movimentação de petróleo. No anexo 2 pode ser verificado o cartograma de infraestrutura de produção e movimentação de petróleo e derivados no fim de 2010 (ANP, 2010; SINDICOM, 2010).

### ***3.2.2 Comércio exterior - Importação e exportação de petróleo***

Ao longo de 2010, o Brasil importou 123,6 milhões de barris de petróleo representando um volume 13,8% menor que do ano anterior. Devido a significativas descobertas de grandes blocos de exploração com melhor qualidade nos últimos 10 anos, a taxa média de importação está em queda de 2,3% ao ano, excluindo os anos de 2004 e de 2007 que obtiveram taxas positivas.

O país de que mais importamos foi a Nigéria, que exportou 53% do petróleo importado pelo Brasil, A Arábia Saudita e o Iraque tiveram participação de 19,7% e 8,3%

respectivamente. Os 19% restantes estavam distribuídos principalmente entre os EUA, Reino Unido, Rússia e alguns países da África.

O custo total com as importações subiu 9,7%, chegando a US\$ 10 bilhões, em vista do aumento do barril de petróleo importado pelo Brasil. Em 2010, este atingiu a cifra de US\$ 81,98 cotado na bolsa de commodities de Londres, valor este 28,3% maior que a média do ano anterior (MDIC, 2010). Na Figura 12 pode ser analisado a evolução do volume importado e do dispêndio com a importação de petróleo no período entre 1995 e 2010.

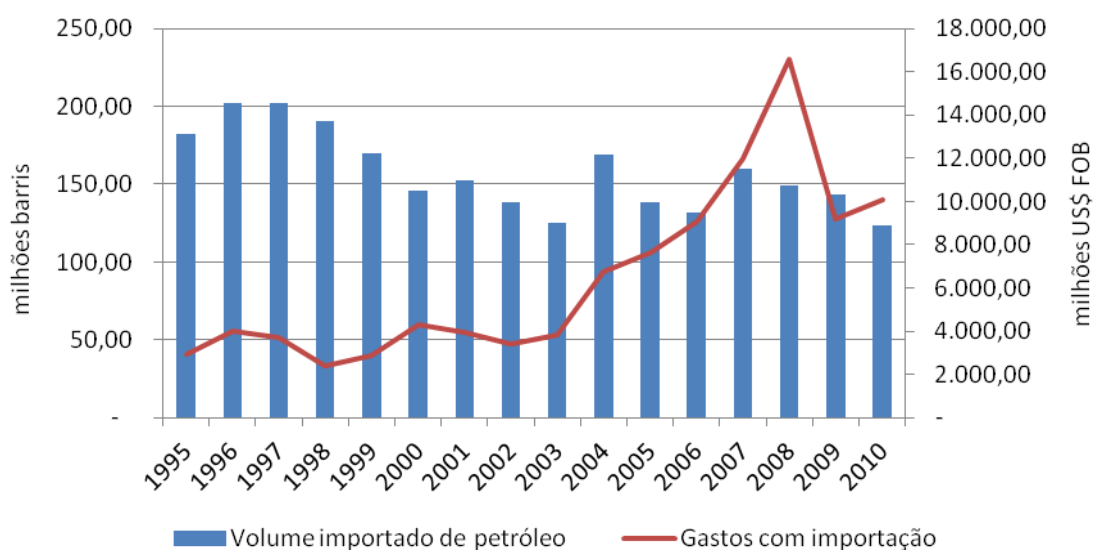


Figura 12: Evolução do volume importado e dispêndio com a importação – 1995-2010

(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados estatísticos da ANP, 2010)

O Brasil exportou 230,5 milhões de barris em 2010 obtendo uma receita igual a US\$ 16,3 bilhões, 74% a mais do que em 2009. Este resultado foi devido, em parte, à significativa alta do barril de petróleo exportado pelo Brasil, cujo preço médio passou de 48,84 para US\$ 70,69 o barril.

O principal destino destas exportações foi a China, que importou 25,5% do total de nosso petróleo exportado (MDIC, 2010). Nas Figuras 13 e 14 pode-se observar a evolução do volume exportado e da receita gerada com a exportação de petróleo no período entre 1995 e 2010.

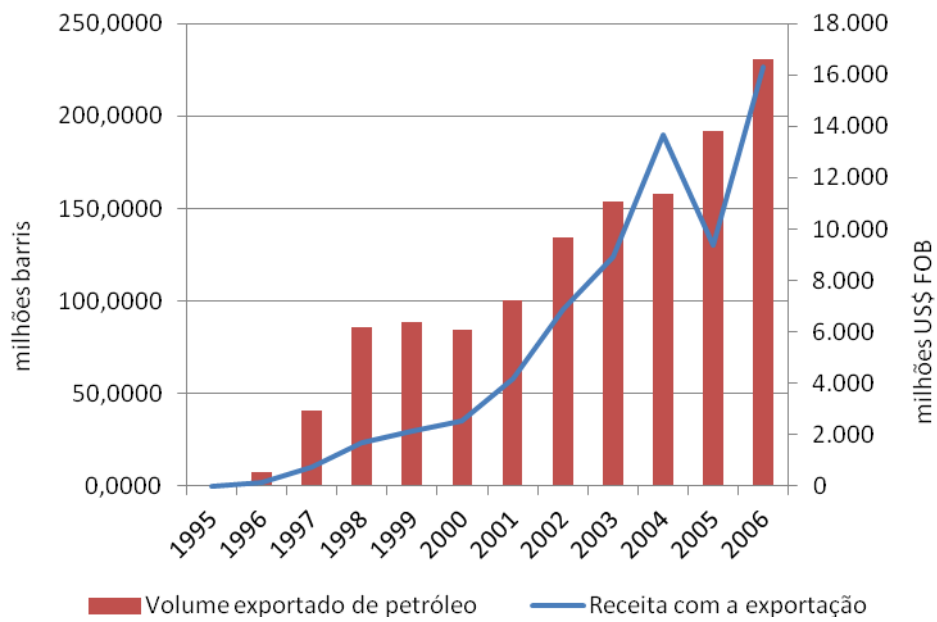


Figura 13: Evolução do volume exportado e receita da exportação – 1995-2010  
 (Fonte: Elaboração própria a partir dos dados estatísticos da ANP, 2010)

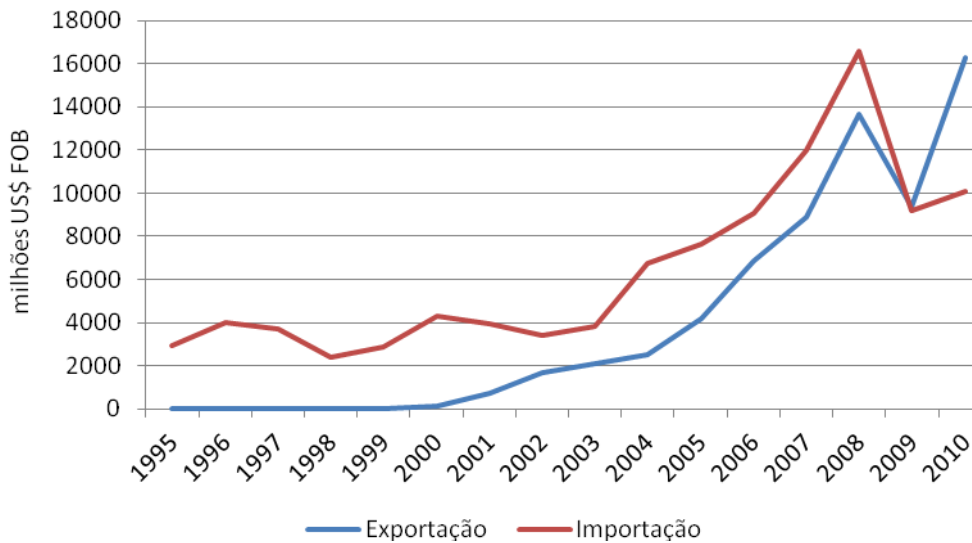


Figura 14: Balança comercial em relação ao petróleo – 1995-2010  
 (Fonte: Elaboração própria a partir dos dados estatísticos da ANP, 2010)

### 3.3 Segmento downstream

#### 3.3.1 Refino

O segmento *downstream* no Brasil é caracterizado pelo monopólio da Petrobras nas atividades de refino de petróleo e gás. Ao final de 2010, estavam em operação 16 refinarias das quais 12 estavam no controle da Petrobras mais um terço de sua participação na refinaria Riograndense. A capacidade total de refino no país no fim do mesmo ano foi de 332,7 mil m<sup>3</sup> por dia e utilização total de 95% ou 316,1 mil m<sup>3</sup> por dia. O parque nacional processou 659 milhões de barris de petróleo no ano onde 80,2% eram de origem nacional (ANP, 2010; SINDICOM, 2010).

Devido à crescente necessidade de energia no Brasil, novas refinarias estão sendo construídas, ampliadas ou estão sendo planejadas. A Petrobras possui no total quatro novos empreendimentos no segmento. A Refinaria Lima Abreu está sendo construída no município de Ipojuca em Pernambuco e se prevê o início de suas atividades em dezembro de 2012. As Refinarias Premium ainda serão construídas nos municípios de Bacabeira no Maranhão e Pecém no Ceará para que o refino do petróleo nacional seja otimizado. O Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro está sendo construído e as obras de ampliação da RPCC. As Figuras 15, 16 e 17 mostra-se respectivamente a capacidade e volume de carga processada no período de 2000 até 2010, a capacidade e o volume refinado de carga processada, segundo refinarias em 2010 e a participação das refinarias no refino de petróleo em 2010. No anexo 3, há um mapa da localização das principais refinarias do Brasil (PETROBRAS, 2010).

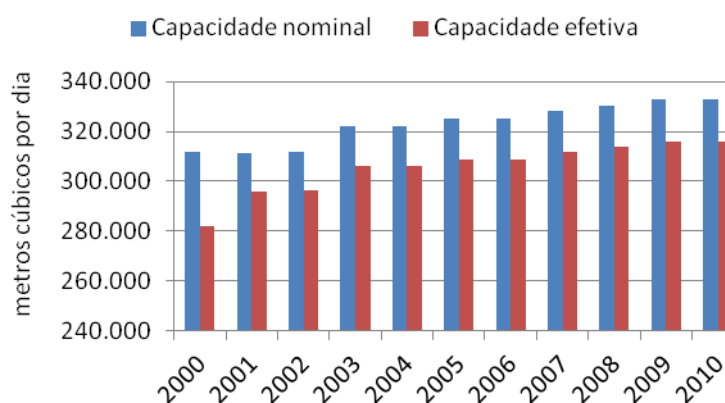


Figura 15: Capacidade e volume de carga processada – 2000-2010

(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados estatísticos da ANP, 2010)

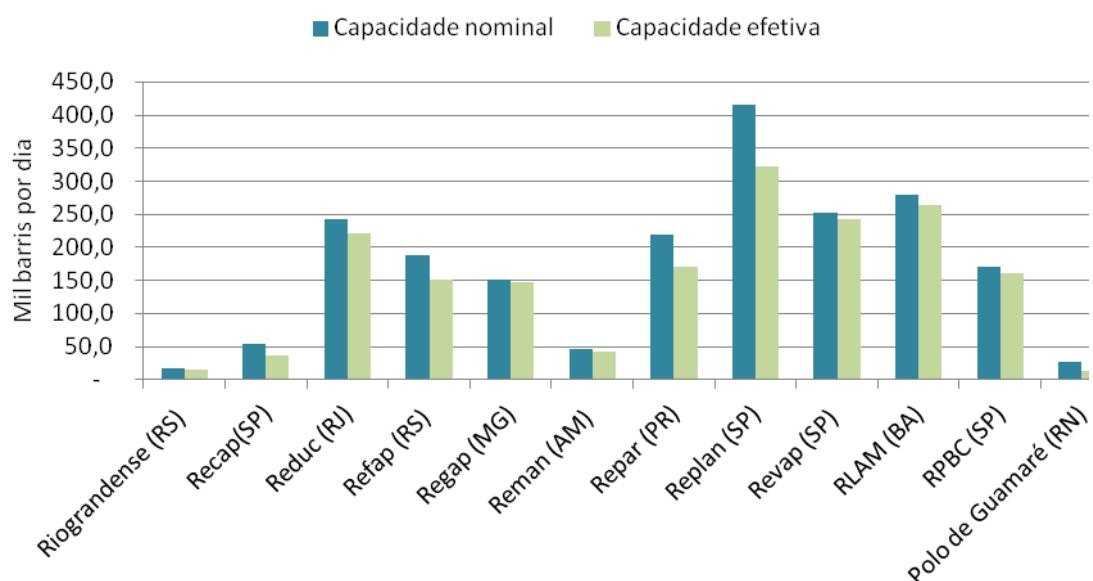


Figura 16: Capacidade e volume de carga processada, segundo refinarias – 2010  
(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados estatísticos da ANP, 2010)

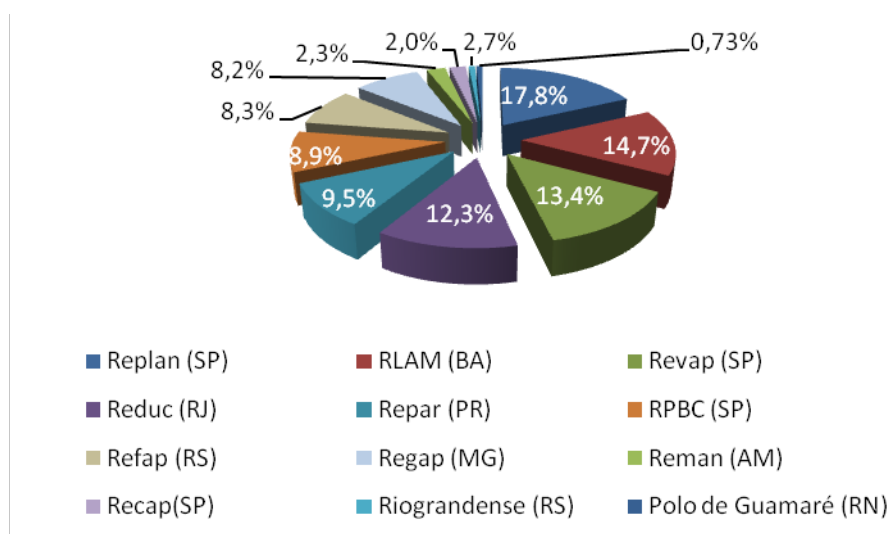


Figura 17: Participação das refinarias no refino de petróleo – 2010  
(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados estatísticos da ANP, 2010)

### 3.4 Panorama das operações da Petrobras no Brasil

De acordo com a publicação da *Petroleum Intelligence Weekly* do grupo *Energy Intelligence*, a Petrobras em dezembro de 2010 se encontrava na 15ª posição do ranking entre

as grandes empresas de petróleo do mundo e ao final do mesmo mês do ano de 2011, seu valor de mercado se encontrava na casa dos R\$ 2,12 trilhões estando entre as maiores empresas do mundo nesse quesito (PIW, 2010; JORNAL DO BRASIL, 2012).

Empresa líder do setor petrolífero brasileiro, fundada em 1953, a Petrobras é uma sociedade anônima de capital aberto estatal na qual a União detém 63,6% das ações com poder de voto e 28% das ações sem poder de voto.

Sua missão, de acordo com a mesma, é “atuar de forma segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental, nos mercados nacional e internacional, fornecendo produtos e serviços adequados às necessidades dos clientes e contribuindo para o desenvolvimento do Brasil e dos países onde atua.” A visão dessa empresa é de ter uma forte presença internacional, referência em biocombustíveis, rentabilidade entre outros.

Durante o ano de 2010, duas grandes realizações marcaram as operações da Petrobras: o início da operação do sistema piloto do campo de Lula, na área conhecida como Tupi, no pré-sal da Bacia de Santos; e a assinatura do Contrato de Cessão Onerosa, que garantiu à companhia o direito de produzir 5 bilhões de barris de óleo equivalente em áreas não licitadas do pré-sal possuindo capacidade nominal de 100 mil barris por dia de óleo cru e de 5 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural.

O plano de negócios do período de 2011-2015 totaliza investimentos na casa dos 389 bilhões de Reais e 53% destes serão destinados ao segmento de exploração e produção buscando assim duplicar suas reservas provadas até 2020. Em relação aos blocos de Cessão Onerosa, o primeiro FPSO (unidade de produção, armazenagem e transferência de óleo e gás) irá iniciar suas atividades no reservatório de Franco 1 e se prevê capacidade de produção de 150 mil barris equivalentes em 2015 (PETROBRAS, 2010).

O segmento de refino, transporte e comercialização contará com US\$ 70,6 bilhões, o equivalente a 31% do total dos investimentos. Será mantida a estratégia de aumentar a capacidade de refino, assegurando o abastecimento nacional. Os investimentos se concentrarão na melhoria da qualidade dos combustíveis, na elevação do nível de processamento de óleo pesado e na expansão da capacidade do parque de refino. A carga processada de petróleo no Brasil deverá atingir 2.260 mil barris por dia até 2014, com a entrada em operação da Refinaria Abreu e Lima, em 2012, da primeira fase do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), em 2013, e da primeira fase da Refinaria Premium I, em 2014 (PETROBRAS, 2010).

### **3.4.1 Exploração**

O ano de 2010 proporcionou à Petrobras importantes descobertas de petróleo e gás nas seções do pós-sal e pré-sal das bacias sedimentares do sul e sudeste do Brasil e verificou-se a existência de petróleo na porção marítima de Sergipe. Essas descobertas além de futuros campos que ainda estão sendo estudados, irão permitir à Petrobras manter sua trajetória de crescimento nos próximos anos, reforçando sua posição na indústria petrolífera mundial podendo assim não estar muito distante das 10 maiores companhias do setor.

Em 2010 foram identificados na Bacia de Sergipe, no campo de Barra, poços produtores de gás e condensado em águas ultraprofundas, a uma profundidade aproximada de 4.700 m. Já na Bacia de Santos, no Campo de Marujá, foi descoberto óleo leve a uma profundidade aproximada de 2.200 m. No Campo de Franco, foi descoberto óleo leve com cerca de 30° API a uma profundidade de 1.899 m. Na Bacia de Campos, foram encontrados poços produtores em três campos. O Campo Brava, possuindo óleo de boa qualidade (29° API) com estimativas para volumes acumuláveis em torno de 380 milhões de barris equivalentes, o Campo Carimbé também possuindo óleo com 29° API e potencial de volume recuperável estimado em 360 milhões de barris equivalentes. O Campo de Tracajá a uma profundidade de 4.442 m. E finalmente na Bacia do Solimões, o Campo Igarapé Chibata associado a óleo de excelente qualidade com 46° API e gás a uma profundidade de 3.845 m (PETROBRAS, 2010).

Devido a todas essas descobertas além do grande sucesso exploratório na camada pré-sal, a Petrobras encerrou o ano de 2010 com reservas provadas de 15,28 bilhões de barris equivalentes (critério ANP) e a relação reserva/produção atingiu 19,2 anos (PETROBRAS, 2010). Nas Figuras 18 e 19 podem-se verificar as reservas no fim de 2010 em função do grau API e o histórico de reservas no período de 2001-2010.



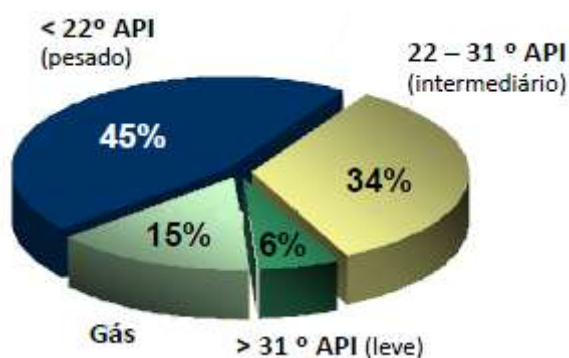


Figura 18: Reservas em função do grau API - 2010

(Fonte: Petrobras, 2010)

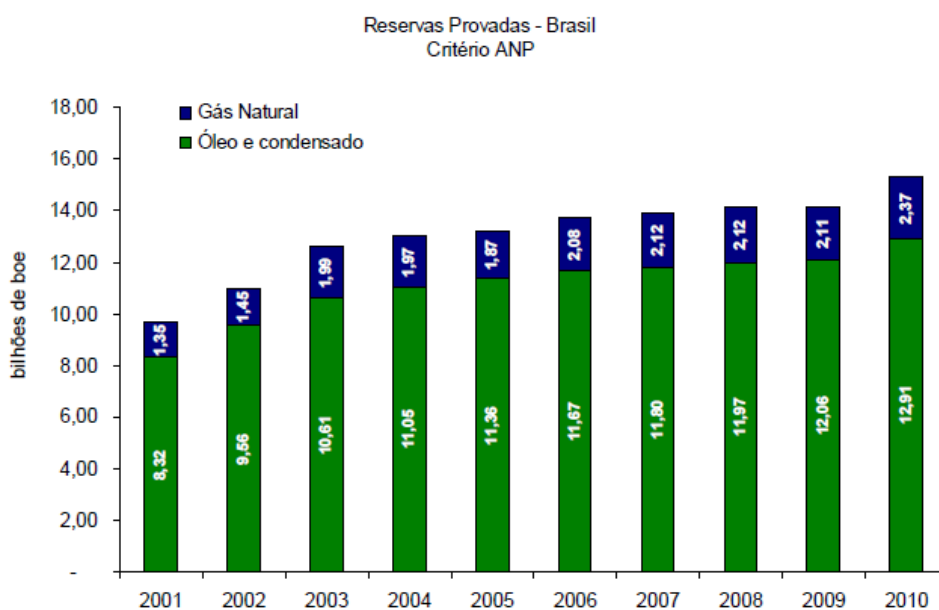


Figura 19: Histórico de reservas provadas da Petrobras – 2001-2010

(Fonte: Petrobras, 2010)

### 3.4.2 Produção

A Petrobras registrou três recordes de produção de petróleo em 2010. A média mensal de dezembro alcançou cerca de 2,1 milhões de barris por dia. Em 27 de dezembro, a produção de petróleo chegou a 2,3 milhões de barris por dia. No ano, a companhia atingiu um patamar de produção superior a 2 milhões de barris por dia, recorde anual no Brasil, enquanto a produção total, incluindo gás natural no Brasil e todas as operações no exterior, alcançou 2,6 milhões de barris de óleo equivalente por dia (PETROBRAS, 2010).

Esse desempenho se deveu à elevação dos volumes de plataformas existentes após a interligação com novos e à entrada em operação de novas unidades de produção tanto no pós-sal quanto no pré-sal. Todos esses projetos compensaram o declínio natural da produção e ainda garantiram à companhia um aumento de 1,7% na produção nacional de óleo e condensado (PETROBRAS, 2010). Na Figura 20 pode-se verificar o histórico de produção da Petrobras no período de 2001-2010 mais projeções.

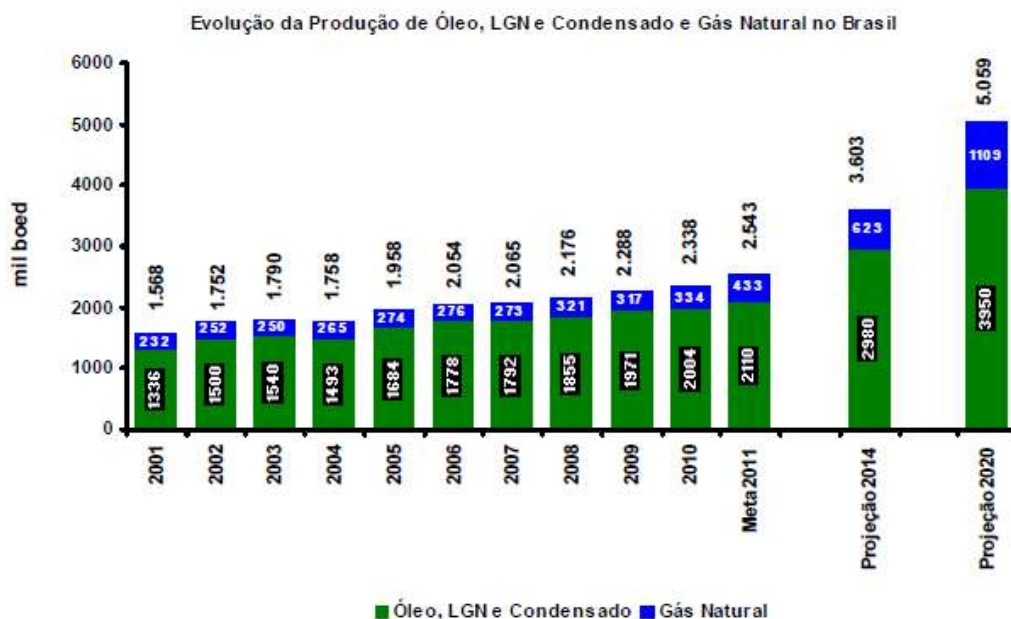


Figura 20: Histórico de produção da Petrobras mais projeções – 2001-2010 (Fonte: Petrobras, 2010)

### 3.4.3 Refino

As 12 refinarias da Petrobras no Brasil processaram 1.8 mil barris por dia de carga fresca em 2010, com utilização média de 93% da capacidade, e produziram 1.8 mil barris por dia de derivados. Do volume total do petróleo processado, 82% foram provenientes de campos brasileiros (PETROBRAS, 2010).

Para alcançar esse desempenho operacional, investiu-se em melhorias no parque de refino e ajustes na capacidade de processamento. A Replan, a maior unidade de refino da Petrobras e do Brasil, teve sua capacidade de processamento ampliada de 360 mil barris por dia para 396 mil barris por dia (PETROBRAS, 2010).

Devido à crescente produção nacional de petróleo, a companhia vem investindo em novas unidades de refino e em melhorias tecnológicas para adequar os derivados produzidos a partir desse petróleo às necessidades do mercado. Nesse sentido, no fim do ano de 2010,

entrou em operação uma unidade de coqueamento retardado na Revap, com o objetivo de reduzir a produção de óleo combustível e aumentar a de derivados médios (PETROBRAS, 2010).

Como dito anteriormente, novas refinarias já estão sendo construídas. Pode-se citar a Refinaria Abreu Lima, com início das atividades previsto para dezembro de 2012, e que terá capacidade para processar 230 mil barris por dia de óleo pesado e produzir até 162 mil barris por dia de diesel com baixo teor de enxofre. Há também os projetos de duas Refinarias Premium para produzir derivados de alta qualidade e baixo teor de enxofre, otimizando o uso do petróleo nacional. A primeira terá capacidade para processar 600 mil barris por dia e a segunda 300 mil barris por dia. Por fim, em Itaboraí, a Petrobras já está construindo o polo petroquímico Comperj e em 2018 terá capacidade para refinar 330 mil barris de petróleo (PETROBRAS, 2010).

Na Tabela 1 abaixo está listada a produção de derivados dos anos de 2009 e 2010 e no anexo 3 há um mapa que indica os terminais, tubulações e refinarias no Brasil.

Tabela 1: Produção de derivados

<b>Produção de Derivados</b>		
<b>Mil barris por dia</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
<b>Produção de Derivados</b>	<b>2.052</b>	<b>2.034</b>
Nacional	1.832	1.823
Internacional	220	211
<b>Utilização da Capacidade Nominal (%)</b>		
Nacional	93%	92%
Internacional	70%	66%
<b>Participação do Óleo Nacional (%)</b>	<b>82%</b>	<b>79%</b>

(Fonte: Petrobras, 2010)

### 3.4.4 Exportação e importação de petróleo

Nas Tabelas 2 e 3 pode-se verificar os números de exportação e importação em relação a quantidade e volume financeiro.

Tabela 2: Exportação e importação de petróleo e derivados – 2009-2010

<b>Exportação e importação de petróleo e derivados</b>		
<b>Mil barris por dia</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
<b>Importação de Petróleo e Derivados</b>	<b>615</b>	<b>549</b>
Importação de Petróleo	316	397
Importação de Derivados	299	152
<b>Exportação Total de Petróleo e Derivados <sup>(1)</sup></b>	<b>697</b>	<b>705</b>
Exportação de Petróleo <sup>(2)</sup>	497	478
Exportação de Derivados	200	227
<b>Exportação líquida de Petróleo e Derivados</b>	<b>82</b>	<b>156</b>

1) Incluem exportações em andamento.

2) Estão contemplados os volumes de exportações de petróleo oriundos das áreas de negócio de Abastecimento e de Exploração & Produção.

(Fonte: Petrobras, 2010)

Tabela 3: Saldo financeiro da balança comercial – 2009-2010

<b>Saldo Financeiro da Balança Comercial<sup>(1)</sup></b>		
<b>(US\$ milhões)</b>		
	<b>2010</b>	<b>2009</b>
<b>Importação de Petróleo e Derivados</b>	<b>18.077</b>	<b>12.327</b>
Petróleo	9.118	8.929
Derivados	8.959	3.398
<b>Exportação Total de Petróleo e Derivados</b>	<b>19.610</b>	<b>15.201</b>
Petróleo	13.990	10.050
Derivados	5.620	5.151
<b>Exportação líquida de petróleo e derivados</b>	<b>1.534</b>	<b>2.874</b>

(1) Sem considerar os dados de gás natural, gás natural liquefeito (GNL) e nitrogenados.

(Fonte: Petrobras, 2010)

### **3.5 Pré-sal**

Camada pré-sal é uma nomenclatura usada para se referir à estrutura geológica formada durante a separação dos continentes África e América do Sul a aproximadamente 130 milhões de anos e que atualmente se encontra sob o Oceano Atlântico. Nos primórdios, formaram-se vários lagos salgados e mares rasos onde proliferaram algas e micro-organismos chamados de fitoplâncton e zooplâncton. Estes micro-organismos se depositavam continuamente no leito marinho na forma de sedimentos que misturados com areia e sal, formaram camadas de rochas impregnadas de matéria orgânica, que dariam origem às rochas geradoras.

Ao longo de milhões de anos e sucessivas eras glaciais, ocorreram grandes oscilações no nível dos oceanos, inclusive com a deposição de grandes quantidades de sal, que formaram as camadas de sedimento salino, geralmente acumulado pela evaporação da água nestes mares rasos. Estas camadas de sal voltaram a ser soterradas pelo oceano e por novas camadas de sedimentos quando o gelo das calotas polares voltou a derreter nos períodos inter-glaciais. Estes microorganismos sedimentados no fundo do oceano, soterrados sob pressão e com oxigenação reduzida, degradaram-se muito lentamente e, com o passar do tempo, transformaram-se em petróleo, como o que é encontrado atualmente no litoral brasileiro (WIKIPEDIA, 2012).

Convencionou-se chamar de pré-sal porque forma um intervalo de rochas que se estende por baixo de uma extensa camada de sal, que em certas áreas da costa atinge espessuras de até 2000 m. O termo pré é utilizado porque, como explicado acima, ao longo do tempo essas rochas foram depositadas antes da camada de sal. A profundidade total dessas rochas, que é a distância do mar e os reservatórios de petróleo abaixo da camada de sal, pode chegar a mais de 7 mil metros (PETROBRAS, 2012).

No Brasil, o conjunto de campos petrolíferos do pré-sal se estende ao longo de 800 quilômetros entre o litoral dos estados do Espírito Santo até Santa Catarina e apenas com a descoberta dos três primeiros campos do pré-sal, Tupi, Iara e Parque das Baleias, as reservas brasileiras comprovadas, que eram de 14 bilhões de barris, aumentaram para 33 bilhões de barris. Além destas, existem reservas possíveis e prováveis de 50 a 100 bilhões de barris.

O cronograma do projeto pré-sal por parte da Petrobrás inicia-se em 2003 com a fase de exploração realizando-se levantamentos sísmicos, interpretando-se de dados geológicos e

perfurando de poços exploratórios. Nessa etapa foi feita a estimativa igual a 8 bilhões de barris de petróleo que podem ser extraídos somente no campo de Tupi.

Em março de 2009 a Petrobras iniciou testes de longa duração que avaliam a descoberta analisando características do reservatório. A produção dos testes foi de 30 mil barris de petróleo por dia.

Em 2010 o plano estratégico foi desenvolvido e no mesmo foram dimensionadas a infraestrutura e logística para a produção de petróleo e gás encontrados assim como a instalação das primeiras plataformas, navios tanque, dutos e terminais. No mesmo ano, foi posto em prática o projeto piloto verificando a viabilidade da produção em larga escala e a previsão foi de 100 mil barris por dia (PETROBRAS, 2010).

Ao final do ano de 2012 estima-se a produção de até 500 mil barris por dia somente do campo Tupi. A Figura 21 mostra o mapa do pré-sal no litoral brasileiro.

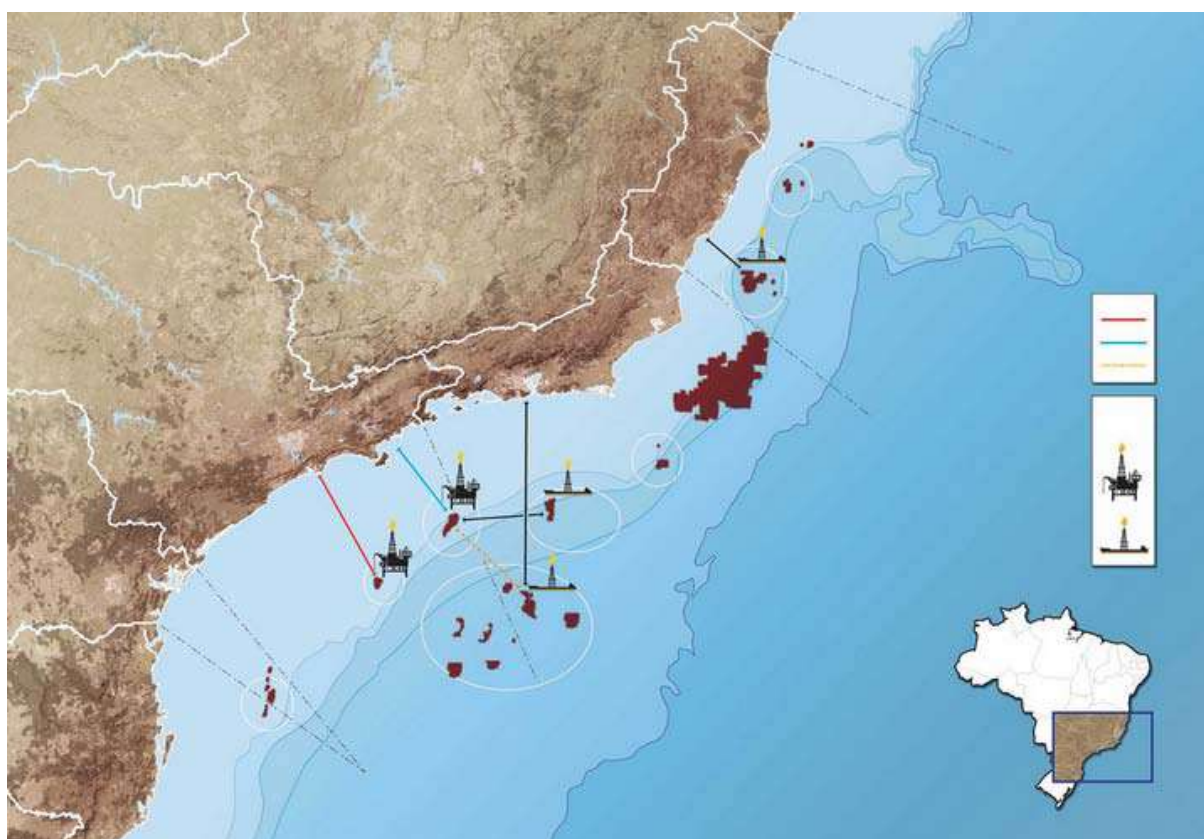


Figura 21: Mapa do pré-sal no litoral brasileiro

(Fonte: Revista FAPESP, 2012)



## 4 AS 10 MAIORES EMPRESAS DE PETRÓLEO NO MUNDO

O presente capítulo tem como objetivo dar informações sobre a atual situação das maiores empresas de petróleo do mundo de acordo com a publicação da *Petroleum Intelligence Weekly* do grupo *Energy Intelligence* (PIW, 2010). Será mostrado um breve histórico sobre os fatos mais importantes e dados tais como reservas, produção e refino. Alguns dados das companhias *National Iranian Oil Company* e *Petróleos de Venezuela* podem não mostrar a realidade devido a estratégias políticas ou outros fatores. No caso da empresa iraniana, a empresa não disponibiliza seus dados e a busca pelos mesmos se deu na base de dados da OPEP. Já a companhia venezuelana, seus números de reservas e produção são propositalmente exagerados, para que a sua cota na OPEP de exportação seja maior obtendo maiores lucros.

### 1ª - Saudi Aramco

Atualmente a maior companhia de petróleo e gás do mundo em produção e reservas, *Saudi Arabian Oil Company* (*Saudi Aramco*) é uma empresa estatal pertencente ao Reino da Arábia Saudita. É totalmente voltada para o segmento de petróleo e gás com operações em exploração, produção, refino, petroquímica e transporte internacional.

Foi fundada em 1933, quando o governo da Arábia Saudita garantiu a concessão permitindo a exploração de petróleo para a empresa americana *Standard Oil of California*. Em 1935 o primeiro poço é perfurado e em 1938 se inicia a produção do mesmo. Em 1944 o nome da empresa muda de *California-Arabian Standard Oil Company* para *Arabian American Oil Company* (*Aramco*). No ano de 1950, o rei *Abdul Aziz Ibn Saud* ameaça nacionalizar os ativos da companhia no país e por causa dessa pressão 50% das ações da empresa foram para o Reino da Arábia Saudita. Dois anos mais tarde a matriz sai de *New York* para *Dhahran*. Assim, em 1980, a empresa se torna 100% estatal devido a compras sucessivas por parte do governo da Arábia Saudita e em 1988 seu nome muda para *Saudi Arabian Oil Company* (SAUDI ARAMCO, 2010).

No fim de 2010, seus números foram:

- Reserva de óleo cru com 260 bilhões de barris;
- Produção 2,9 bilhões de barris de óleo cru;
- Exportação de 2,0 bilhões de barris de óleo cru;

- Maior exportadora de gás natural líquido com 316 milhões de barris;
- Quarta maior empresa em reservas de gás natural com 7,9 trilhões de m<sup>3</sup>;
- Capacidade de refino igual a 4,16 milhões de barris por dia.

## 2ª - National Iranian Oil Company (NIOC)

A indústria do petróleo no Irã se iniciou em 1909 com o estabelecimento da empresa inglesa *Anglo-Persian Oil Company (APOC)* que em 1935 seu nome muda para *Anglo-Iranian Oil Company (AIOC)*.

Em 1950 houve uma demanda popular para se nacionalizar a indústria do petróleo e um ano mais tarde o primeiro ministro da época, *Mohammad Mossadeq*, forma a *National Iranian Oil Company (NIOC)*. Um golpe de estado liderado pelo governo britânico e pela inteligência dos EUA derruba *Mossadeq* e assim é criado o consórcio entre companhias americanas, inglesas e francesas. O consórcio dividia os lucros com o Irã por 50-50, mas nenhum iraniano poderia fazer parte da diretoria da empresa. Esse consórcio termina com Revolução Islâmica em 1979 e em 1980 toda a cadeia produtiva do petróleo no Irã passa a ser controlada pelo Ministro do Petróleo (NIOC, 2010; OPEP, 2010).

No fim de 2010, seus números foram:

- Reservas de óleo cru com 151 bilhões de barris;
- Reservas de gás natural com 33 trilhões de m<sup>3</sup>;
- Produção 1,3 bilhões de barris de óleo cru;
- Capacidade de refino estimada em 800 mil barris por dia.

## 3ª - ExxonMobil

Em 1870, *John D. Rockefeller* e seus associados estabelecem a *Standard Oil Company* em Ohio, EUA que na época constituía a maior empresa em relação à capacidade de refino do mundo. Em 1911, seguindo a decisão da Suprema Corte dos Estados Unidos, a *Standard Oil* se divide em 34 empresas não relacionadas entre si, incluindo a *Jersey Standard*, *Socony* e *Vacuum Oil*. Em 1926, a *Jersey Standard* lança uma nova mistura de gasolina com o nome de Esso e em 1972 muda seu nome para Exxon. Nesse meio tempo, em 1933 a *Sonony* e a *Vacuum Oil* se fundem e a nova empresa torna-se *Standard-Vacuum Oil Co.* ou *Stanvac*



atuando em mais de 50 países e em 1955 muda seu nome para *Socony Mobil Oil Co.* e em 1966 simplesmente *Mobil Oil Co.*

Assim, em 1999, as duas empresas *Exxon* e *Mobil* se fundem formando a *ExxonMobil* que atualmente é a terceira maior empresa do ramo de petróleo e gás do mundo possui filiais em 45 países, está presente em mais de 150 países e atua na exploração, produção, refino de óleo cru, gás natural, é líder mundial na indústria petroquímica e possui uma rede mundial de distribuição de seus produtos (EXXONMOBIL, 2010).

No fim de 2010, seus números foram:

- Reservas com 84 bilhões de barris equivalentes (inclui gás e petróleo);
- Produção 1,22 bilhões de barris de óleo cru;
- Produção 176 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural;
- Capacidade de refino igual a 6,2 milhões de barris equivalentes por dia.

#### **4ª - Petróleos de Venezuela (PDVSA)**

Criada em 1975 por um decreto governamental durante o primeiro governo de *Carlos Andrés Pérez*, graças à lei que reservava ao Estado a produção e a comercialização de hidrocarbonetos, executada no mesmo ano para nacionalizar a indústria petrolífera. O início de suas operações se deu em 1 de janeiro de 1976.

O acontecimento mais marcante foi chamado de “*el sabotage petrolero*”, ocorrido entre dezembro de 2002 e janeiro de 2003 onde uma greve geral entre os funcionários da PDVSA para quase que totalmente sua produção exigindo a renúncia de *Hugo Chávez* do cargo da presidência da república. Ao terminar a greve, as perdas foram estimadas em US\$ 18 milhões e 19.000 funcionários foram demitidos e as operações só se normalizaram passados um ano e meio (PDVSA, 2010).

No fim de 2010, seus números foram:

- Reservas de óleo cru com 296 bilhões (86% desse valor corresponde a óleo extrapesado);
- Reservas de gás natural com 5,5 trilhões de m<sup>3</sup>;
- Produção 1,08 bilhões de barris de óleo cru;
- Produção 1,16 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural;
- Capacidade de refino igual a 3,1 milhões de barris por dia;
- Custo de produção igual a US\$ 5,23 por barril equivalente.

## 5ª - China National Petroleum Corporation (CNPC)

Estabelecida em setembro de 1988 quando o governo resolveu extinguir o Ministério do Petróleo e criar uma empresa estatal para cuidar de todas as atividades de petróleo na China. A CNPC possui negócios nas áreas de exploração e produção de gás e petróleo, gasodutos e oleodutos, refino e marketing, projetos e construção de plantas de petróleo, manufatura de equipamentos relacionados à indústria petrolífera, serviços e desenvolvimento em novas energias, gerenciamento de capital, finanças e serviços em securitização. Possui três subsidiárias semi-estatais e entre elas está a *PetroChina Company* que em novembro de 2007 atingiu valor de mercado superior a US\$ 1 trilhão.

A CNPC está presente em mais de 30 países e possui grandes operações no Azerbaijão, Canadá, Irã, Indonésia, Birmânia, Omã, Peru, Sudão, Tailândia, Turcomenistão e Venezuela (CNPC, 2010).

No fim de 2010, seus números foram:

- Reservas de óleo cru com 5,18 bilhões de barris;
- Reservas de gás natural com 570 bilhões de m<sup>3</sup>;
- Produção 832 milhões de barris de óleo cru;
- Produção 72,5 bilhões de metros cúbicos de gás natural;
- Refino de 1,07 bilhões de barris.

## 6ª – British Petroleum (BP)

Criada em 1909 no Irã com o nome *Anglo-Persian Oil Company (APOC)* que em 1935 muda seu nome para *Anglo-Iranian Oil Company* e em 1954 para *British Petroleum Company*. Em 1959 a companhia se expande suas operações para o Alasca e em 1965 é a primeira empresa a extrair petróleo no Mar do Norte. A BP continua a operar no Irã até a Revolução Islâmica que eclodiu em 1979 quando o *Ayatollah Khomeini* confisca todas as operações de petróleo no país sem compensação.

Em dezembro de 1998, a *British Petroleum* se funde com a *Amoco*, tornando-se *BP Amoco*, em 2000 adquire as empresas *Arco* e *Burmah Castrol* e em 2001 torna-se simplesmente *BP*.

Atualmente, possui operações em 80 países incluindo o Brasil e atua na busca, exploração, logística, refino e venda de combustíveis e petroquímicos, pesquisa e produção de

combustíveis de menor impacto ambiental incluindo biocombustíveis, hidrogênio, energia solar e eólica.

A empresa foi a responsável pelo desastre ambiental de 2010 onde mais de 4,9 milhões de barris de óleo cru foram derramados no Golfo do México depois de uma explosão ocorrida em uma de suas plataformas. Como compensação, a BP criou um fundo de US\$ 20 bilhões para ajudar às vítimas do acidente (BP, 2010).

No fim de 2010, seus números foram:

- Reservas de líquidos com 10,7 bilhões de barris;
- Reservas de gás natural com 1,21 trilhões de m<sup>3</sup>;
- Produção 866 milhões de barris de líquidos;
- Produção 85 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural;
- Refino de 885 milhões de barris;
- Capacidade de refino igual a 973 milhões de barris.

## **7ª - Royal Dutch Shell**

O grupo *Royal Dutch Shell* foi fundado em 1907 quando as companhias *Royal Dutch Petroleum Company* e *Shell Transport and Trading Company Ltda.* fundiram suas operações com o intuito de competir globalmente com a empresa americana *Standard Oil* que na época dominava o mercado mundial.

Participou ativamente da primeira guerra mundial tornando-se a principal companhia de abastecimento das forças armadas da Inglaterra e ao final do ano de 1929 era a líder mundial no ramo produzindo 11% de todo suprimento de óleo cru do globo e possuindo 10% de toda a frota de navios petroleiros.

Com a quebra da bolsa de *New York* em 1929 dando início a depressão econômica dos anos 30, a *Shell* foi forçada a diminuir sua força de trabalho e impôs grandes cortes financeiros e para piorar, em 1939, a Holanda é invadida pelas forças alemãs e o escritório de sua matriz é forçado a se mudar para a ilha de Curaçao. Suas propriedades no leste europeu e na Alemanha foram perdidos e todos seus 87 petroleiros foram perdidos para o governo da Alemanha. O período mais difícil para a *Shell* foi o pós-guerra, pois foi gasto muito dinheiro para sua reconstrução. Atualmente a *Shell* é uma das maiores companhias do mundo e atua em toda a cadeia produtiva e de refino do petróleo e gás natural, atua largamente no setor petroquímico, distribuição e marketing, pesquisa e desenvolvimento, projetos para indústria

do setor. É uma das empresas que possui produtos de grande reputação e é bastante conhecida mundialmente (SHELL, 2010).

No fim de 2010, seus números foram:

- Reservas de óleo cru, gás natural líquido, óleo cru sintético e betume com 6,1 bilhões de barris;
- Reservas de gás natural com 1,3 trilhões de m<sup>3</sup>;
- Total de reservas com 14,2 bilhões de barris equivalentes;
- Produziu 590 milhões de barris de de óleo cru e gás natural líquido;
- Produziu 95 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural;
- Custo de produção igual a US\$ 9,10 por barril equivalente para as subsidiárias da *Shell* e US\$ 5,29 para companhias em que a *Shell* possui participação;
- Refinou 3,2 bilhões de barris de óleo cru;
- Possui capacidade de refino igual a 3,59 bilhões de barris de óleo cru.

## 8ª - Chevron

Formada em 1879 inicialmente com o nome de *Pacific Coast Oil Company*, foi comprada em 1900 pela *Standard Oil Co.* que 11 anos mais tarde se divide em 34 empresas devido à decisão da corte americana contra o truste do petróleo. Fez parte do grupo chamado de “*Seven Sisters*” que dominava a indústria do petróleo no mundo no início do século 20. Em 1926 muda seu nome para *Standard Oil Co. of California* ou *SoCal*. Em 1933, o governo da Arábia Saudita concede concessões à *SoCal* para achar e explorar petróleo até que em 1988 sua subsidiária na Arábia Saudita, torna-se totalmente do governo saudita devido a sucessões compras por parte do mesmo, tornando-se a atual *Saudi Aramco*.

Em 1984, a *SoCal* se funde com a *Gulf Oil*, maior fusão realizada até aquele momento, e muda seu nome para *Chevron Corporation*. Em fevereiro de 2000, a *Chevron* se funde com a *Texaco* e torna-se a segunda maior empresa de energia dos EUA, com mais de 11 bilhões de barris equivalentes de óleo e gás de reservas e 2,4 milhões de barris por dia de capacidade de refino.

Em 2001, foi acusada de despejar resíduos tóxicos de perfuração de poços de petróleo provocando graves danos socioambientais foi condenada a uma multa de US\$ 18 bilhões.

Atualmente é uma empresa que possui operações em toda a cadeia de produtiva do petróleo e gás, da exploração à distribuição, possui grandes operações no setor petroquímico,

atua no ramo de desenvolvimento e pesquisa, projeta e gerencia tecnologias para a busca e exploração de reservas de petróleo e gás, atua no ramo da tecnologia da informação, possui e explora grandes minas de carvão e molibdênio, atua no ramo de geração de energia, possuindo plantas termoelétricas movidas a gás natural e soluções renováveis como energia solar e biomassa (CHEVRON, 2010; GLOBO, 2012).

No fim de 2010, seus números foram:

- Reservas de óleo cru, condensado e gás natural líquidos com 6,5 bilhões de barris;
- Reservas de gás natural com 686 bilhões de m<sup>3</sup>;
- Total de reservas com 10,5 bilhões de barris equivalentes;
- Produção 701 milhões de barris de óleo cru e gás natural líquido;
- Produção 52 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural;
- Produção 1 bilhão de barris equivalentes;
- Refino de 691 milhões de barris.

## **9ª - Total**

Fundada em 1924 com o nome *Compagnie Française des Pétroles (CFP)*, após o primeiro ministro francês da época rejeitar a ideia de formar uma parceria com a *Shell* em favor de criar uma empresa de petróleo totalmente francesa. Torna-se uma empresa privada em 1929 quando abre capital na bolsa de Paris, sendo a primeira empresa francesa a se tornar uma sociedade anônima.

Em 1991 muda de nome para *Total*, em 1999 adquire a empresa *Petrofina*, mudando seu nome para *Total Fina*. Em 2000 adquire a empresa *Elf Aquitaine* e muda seu nome novamente para *TotalFinaElf*, e finalmente em 2003 muda seu nome para o atual.

Atua na exploração, produção, refino, transporte e venda, de gás e petróleo, produz petroquímicos, fertilizantes, resinas, adesivos e possui plantas a gás e de energia solar para geração de eletricidade, possuindo operações em mais de 130 países (TOTAL, 2010).

No fim de 2010, seus números foram:

- Total de reservas provadas com 10,7 bilhões de barris equivalentes;
- Produção de óleo e gás natural igual a 867 milhões de barris equivalentes;
- Refino 733 milhões de barris;
- Capacidade de refino igual a 862 milhões de barris;
- Venda de 1,37 bilhões de barris de produtos refinados.

## 10ª - Gazprom

Fundada em 1989 quando o ministério da indústria do gás da antiga República Soviética foi reorganizado e transformado na atual empresa *Gazprom* tornando-se a primeira estatal do país. Em 1993 o governo russo distribuiu *vouchers* para todos os cidadãos russos dando a eles o direito da escolha de compra de ações da *Gazprom* e em 1994, 48% das ações da mesma estavam nas mãos da população e de funcionários da companhia. Atualmente o estado detém 50,002% das ações da empresa estão em posse do estado.

A *Gazprom* é uma companhia basicamente do setor energético focada na exploração geológica, produção, transporte, estocagem, processamento e marketing de petróleo, gás natural assim como geração e distribuição de energia elétrica e calor. Possui o maior gasoduto do mundo medindo 159 mil km de comprimento e 445 mil km de tubulações transportando mais de 164 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural por ano. Em 2008 a companhia exportou para a Europa 184 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural.

A prioridade atual da *Gazprom* é desenvolver a produção nas regiões da península *Yamal*, na plataforma continental ártica, na Sibéria oriental e no extremo oriente (GAZPROM, 2010).

No fim de 2010, seus números foram:

- Reservas de óleo cru com 13,6 bilhões de barris;
- Reservas de condensado com 10,1 bilhões de barris;
- Reservas de gás natural com 33 trilhões de m<sup>3</sup>;
- Produção 252 milhões de barris de óleo cru;
- Produção 87 milhões de barris de condensado;
- Produção 508 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural;
- Possui capacidade de refino de óleo cru e gás condensado igual a 592 milhões de barris;
- Possui capacidade de refino de gás natural igual a 52,5 bilhões de m<sup>3</sup>;

## 5 ESTUDO DE CASO – DEPÓSITOS DE AREIAS BETUMINOSAS NO CANADÁ

O presente capítulo analisa as principais reservas mundiais de óleo extra-pesado e de betume natural, a localização das reservas de betume natural no Canadá assim como sua produção. Um estudo de caso relacionado a óleos de grau API com baixos valores foi escolhido devido ao fato de que em um futuro próximo a maior parte das reservas mundiais será constituída de óleos muito viscosos. Atualmente, as maiores reservas de óleos com baixíssimo grau API estão nos países Venezuela e Canadá. A escolha do Canadá foi feita devido a uma maior quantidade de dados disponíveis.

A areia betuminosa, coloquialmente conhecida também como areia petrolífera, ocorre naturalmente como uma mistura de grãos de areia de quartzo, cercada por uma camada de água e argila, e então coberta por um filme de betume. É caracterizado por ser um óleo com alta densidade, muito viscoso, possuindo altas concentrações de nitrogênio, oxigênio, metais pesados e que precisa ser tratado antes de ser usado em refinarias.

Muitos países no mundo possuem grandes depósitos de areia petrolífera, incluindo os Estados Unidos, a Rússia e vários países do Oriente Médio. Entretanto, os maiores depósitos estão na Venezuela, na faixa do *Orinoco*, e no Canadá, no estado de Alberta, onde se encontram três grandes depósitos (*Athabasca*, *Cold Lake* e *Peace River*). A Figura 22 mostra a localização dos depósitos de areias petrolíferas no Canadá.

Estima-se que somente no Canadá, as reservas possam chegar a 2,5 trilhões de barris, mas somente 170 bilhões de barris podem ser economicamente recuperados devido ao atual estágio tecnológico (IEA, 2010).

Tabela 4: Reservas por país de betume natural e óleo extra-pesado em bilhões de barris - 2009

	Canadá	Venezuela	Rússia	Cazaquistão	Estados Unidos	Reino Unido	Outros	Mundo
Reservas provadas	170	130	-	-	-	-	-	300
Reservas totais	≥ 2000	≥ 1300	850	500	40	15	30	≥ 5000

Fonte: Adaptado de *World energy Outlook*, 2010

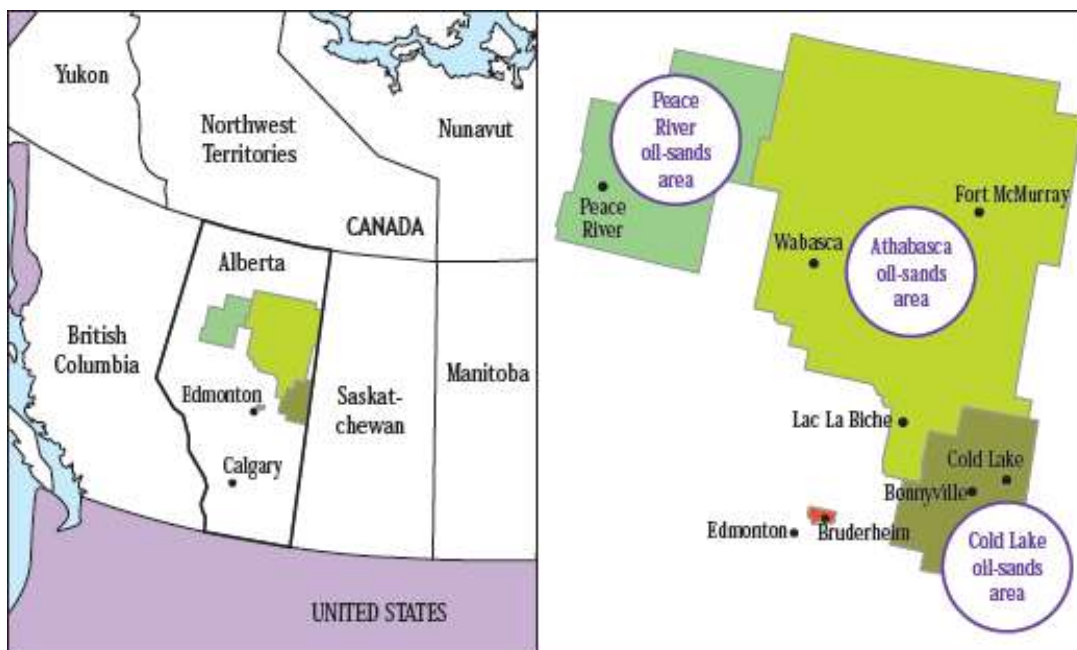


Figura 22: Localização dos depósitos de areia petrolífera no Canadá

(Fonte: *World energy Outlook*, 2010)

Acredita-se que as areias petrolíferas foram formadas milhões de anos atrás quando o estado de Alberta era coberto por mar tropical. O óleo foi formado quando pequenas criaturas marinhas morreram e se depositaram no fundo do oceano. Através de pressão, calor e tempo, seus corpos se transformaram em um lodo que hoje, são as rochas sedimentares contendo petróleo e gás. Ao norte de Alberta, muitos rios fluíam para o mar depositando areia e sedimentos em seus trajetos. Quando a Cadeia de Montanha das Rochosas foi formada, aumentou-se a pressão no terreno, e o óleo, sendo um líquido, foi comprimido e escoou para toda a areia acumulada, formando assim as areias petrolíferas do *Athabasca* (GOVERNMENT OF ALBERTA, 2012).

### 5.1 Definindo areia betuminosa

Areia petrolífera é tida como hidrofílica, contendo grãos de areia cobertos por um filme de água, que é envolto por uma camada de óleo pesado (betume). A areia é composta por 92% de quartzo, com traços de mica, rutila, zircônio, turmalina, titânio, níquel, ferro, vanádio e pirita. Possui formato triangular e possui alta dureza, tornando-a extremamente abrasiva. A



Figura 23 mostra a estrutura de uma areia betuminosa (CONOCOPHILLIPS, 2012; GOVERNMENT OF ALBERTA, 2012; SHELL, 2010).



Figura 23: Esquema da areia petrolífera

(Adaptado de: Centro canadense de informações energéticas, 2012)

Caracteriza-se areia petrolífera como uma mistura viscosa com areia, água e vários hidrocarbonetos com mais de 10.000 cP possuindo grau API entre 8 a 14 graus. As moléculas de betume possuem grandes quantidades de carbono, tornando-o assim uma das mais complexas moléculas achadas na natureza. Em seu estado natural, não pode ser recuperado como um óleo convencional e o betume não pode ser refinado diretamente em produtos derivados como a gasolina e o diesel sem antes transformá-lo em óleo cru. É rico em naftaleno ou asfalto, dependendo de sua fração.

Sua composição geral é:

- Carbono 83,2%
- Hidrogênio 10,4%
- Enxofre 4,8%
- Oxigênio 0,94%
- Nitrogênio 0,36%

Geralmente, os depósitos possuem entre 1% a 18% de betume em peso sendo que quando se tem mais de 12%, o depósito é considerado rico e abaixo de 6% é pobre e possui

baixa atratividade econômica. Em média, precisa-se de 2 toneladas de material retirado para produzir um barril de óleo cru sintético (CONOCOPHILLIPS, 2012; GOVERNMENT OF ALBERTA, 2012; SHELL, 2010).

## **5.2 EXTRAÇÃO**

A obtenção de betume no Canadá pode acontecer de duas maneiras diferentes. A primeira, quando o depósito está a uma profundidade de até 80 m, pode-se obter betume utilizando mineração a partir da superfície. Como algumas áreas são muito profundas para que a mineração seja economicamente aceitável, então há o processo de obtenção através de poços perfurados (betume *in-situ*). Sabe-se que as areias betuminosas são extremamente viscosas, então não há a possibilidade de furar um poço e tentar extrair o óleo como se fosse um óleo convencional. Para isso foi inventado o processo SAGD, ou em inglês *Steam-assisted gravity drainage* (drenagem de vapor por ajuda da gravidade). Atualmente esse processo pode ser usado para recuperar aproximadamente 80% de todos os recursos dos depósitos provados de areias betuminosas e somente 20% a partir da mineração (GOVERNMENT OF ALBERTA, 2012; IEA, 2010; WORLD ENERGY COUNCIL, 2010).

Nesse processo SAGD, inicialmente é realizada uma perfuração vertical de aproximadamente 70-610 m por entre várias camadas de terra e rocha até alcançar a camada onde se encontram as areias betuminosas. Enquanto ocorre a perfuração, a perfuratriz é mantida resfriada e lubrificada por um bombeamento pressurizado de uma solução de lama que é despejada na cabeça da broca por três jatos ajudando também na estabilidade e remoção dos componentes do poço em perfuração.

Quando a broca alcança a camada das areias petrolíferas, ela muda de direção e o poço começa a ser perfurado na direção horizontal até uma distância entre 300-915 m. Ao término da perfuração, a solução de lama e os restos de perfuração são retirados por bombeamento e a broca é retirada. Após isto, um revestimento de aço é posto em todo o poço até o final e cimento é bombeado para a boca do revestimento para que o mesmo se fixe. Então envia-se a broca novamente por dentro do revestimento e perfura o cimento até alguns metros dentro da camada de areia petrolífera. Por fim, insere-se um tubo com sua extremidade perfurada por dentro do revestimento anteriormente colocado. Assim, o poço produtor é finalizado.

O processo de perfuração é então repetido aproximadamente 4,5 m acima do poço produtor, sendo criado o poço de injeção. Vapor é então bombeado por ambos os poços até

sair pela cabeça da tubulação perfurada até o ponto de extração durante um período de aproximadamente 2-4 meses, aquecendo a areia betuminosa até alcançar uma expressiva redução na viscosidade do óleo pesado.

Após o período previsto, a injeção de vapor no poço produtor é interrompida, permitindo, por gravidade, o movimento da mistura quente de óleo pesado, areia e água para dentro da tubulação o poço de baixo. Com isso a mistura é bombeada para as instalações na superfície (CONOCOPHILLIPS, 2012; SHELL, 2012). A Figura 24 mostra o processo SAGD.

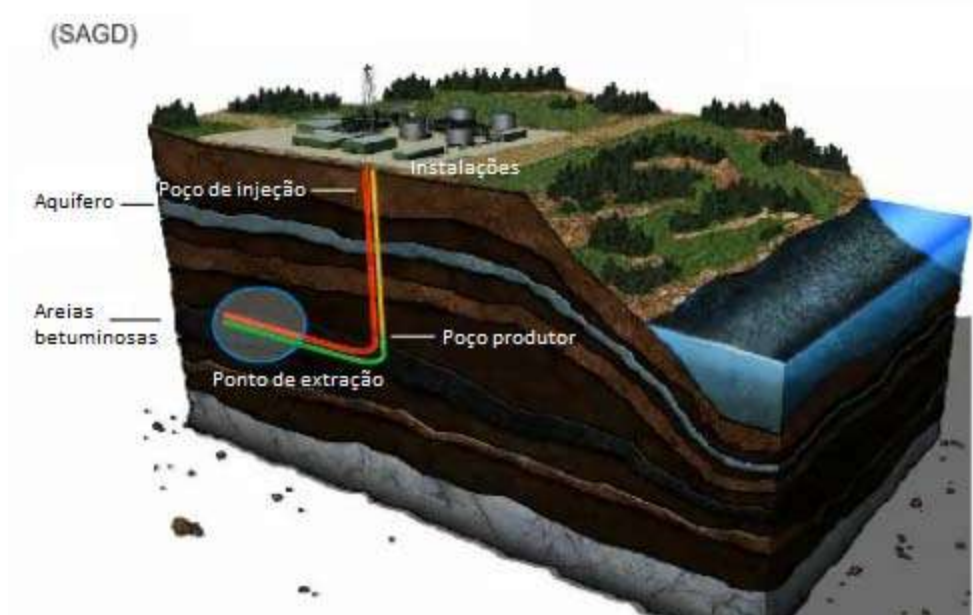


Figura 24: Esquema do processo SAGD  
(Fonte: Adaptado de SMT Learning, 2012)

### **5.3 Condicionamento e tratamento**

O primeiro passo na separação do betume é o condicionamento. Grandes materiais partiulados de areia betuminosa são quebrados, misturados com água e materiais grossos são removidos. O método mais usado é o processo de misturar areia betuminosa com água quente em grandes tambores para separação em que a mistura torna-se uma lama espessa de areia betuminosa com água. Assim, introduz-se ar nessa lama para retirar os sólidos grossos. Dentro desses tambores há sistemas vibracionais para que a ligação entre o betume, a água e a areia se quebrem.

A lama e a água quente são adicionadas em um vaso de separação primária (VSP) onde ocorre uma decantação formando três camadas. Espuma de betume impuro vai para o topo, areia para o fundo e uma mistura de betume, areia, argila e água fica no meio. Essa decantação demora aproximadamente 20 minutos. O VSP possui um sistema para retirar areia para que o processo seja mais rápido. A camada do meio vai para outro tanque onde mais ar é injetado formando uma fina camada de espuma de betume. Nesse tanque, recupera-se mais 2-4% de betume (CAPP, 2012; GOVERNMENT OF ALBERTA, 2012). Na Figura 25 é mostrado o esquema do tanque de separação.

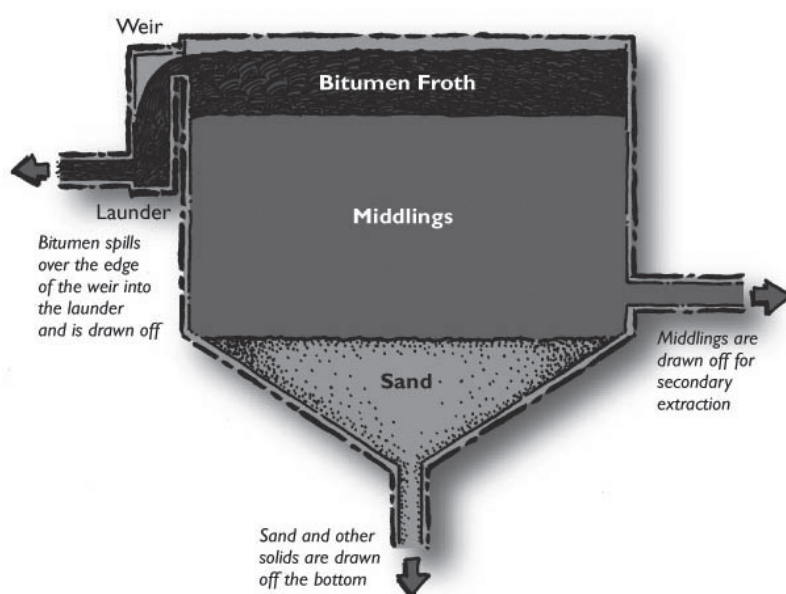


Figura 25: Tanque de separação primário  
(Fonte: Oil Sands Discovery Centre, 2012)

Essa espuma é aquecida a 80°C e o excesso de bolhas de ar é removido em um equipamento chamado desaerador. O ar deve ser removido para não danificar as bombas e para que essas operem de forma mais eficiente.

Em média, a espuma de betume contém cerca de 30% de água e 10% de sólidos (basicamente argila) por peso. Removem-se água e sólidos dessa espuma e uma planta de tratamento de espuma. Nessa planta, o betume é diluído com nafta, para facilitar o escoamento através de uma combinação de decantadores por placas inclinadas e centrífugas. Nesse processo, são usados dois tipos de centrífuga:

- Centrífuga tubular que remove particulados grossos;

- Centrífuga de disco que remove materiais finos, incluindo pequenas gotas de água.

Por fim, as correntes de rejeitos por possuírem traços de nafta, passam por colunas de retificação chamadas de unidade de recuperação de nafta, antes de serem despejadas, para que a nafta seja recuperada.

O betume diluído e purificado passa por uma secagem para retirar os 5% restantes em peso de água e por fim, possui somente 0,5% de sólidos. Assim se completa o processo de extração. Todo esse processo recupera 98% do betume contido na alimentação e está pronto para ser transformado em óleo cru sintético (CAPP, 2012; GOVERNMENT OF ALBERTA, 2012).

#### ***5.4 Upgrading do betume em óleo cru sintético e outros produtos mais leves***

Esse processo, conhecido como *upgrading*, transforma ou separa os componentes do betume em produtos mais leves, como o óleo cru sintético que pode ser refinado. A transformação é feita pela remoção de carbono ou adição de hidrogênio.

Existem quatro métodos para o processo: conversão térmica, conversão catalítica, destilação e hidrotratamento. O propósito do *upgrading* é separar os componentes leves e converter os componentes do betume em produtos refinados. As companhias do ramo usam esses processos de maneiras diferentes e em diferentes estágios na transformação do betume em óleo sintético, mas os princípios por trás dessa transformação são os mesmos. As empresas *Suncor* e *Syncrude* fazem o *upgrading* no mesmo local onde extraem o betume. *Albian Sands* envia o betume diluído por tubulações até sua usina de *upgrading* em *Fort Saskatchewan* onde é processado e transformado em óleo cru sintético.

O primeiro passo é a remoção da nafta em uma simples destilação. Esta nafta pode ser reusada no processo de tratamento da espuma (CAPP, 2012; GOVERNMENT OF ALBERTA, 2012).

### **5.4.1 Conversão térmica ou coqueamento**

O coqueamento é a quebra de partes de longas moléculas de hidrocarbonetos pesados usando grandes quantidades de calor. Quanto mais calor, mais rápida será a reação de coqueamento. Este processo também é chamado de craqueamento térmico intenso. É particularmente útil no processo de *upgrading* do betume em hidrocarbonetos mais leves e refinados (nafta, querosene, etc.) e concentrado de carbono chamado coque, que é um subproduto do coqueamento. Esse coque pode ser usado como combustível em fornos para o hidrotratamento, na indústria do aço e também como reservas para possíveis usos energéticos. Atualmente as empresas usam dois processos: coqueamento retardado e coqueamento com leito fluidizado.

**Coqueamento retardado** é o processo onde o material, neste caso, o betume é aquecido a 500°C e então bombeado para um dos dois compartimentos de um forno. O betume é quebrado em dois produtos, coque sólido e gás. Quando um dos compartimentos está cheio de betume aquecido, ocorre um desvio para o segundo compartimento para que o processo de coqueamento continue.

**Coqueamento em leito fluidizado** é um processo similar ao retardado exceto por ser contínuo. O betume é aquecido a 500°C e pulverizado em uma névoa por todo o tambor de coqueamento. O betume é quebrado em vapor e coque se deposita no fundo do tambor (CAPP, 2012; EXXONMOBIL, 2012; GOVERNMENT OF ALBERTA, 2012).

### **5.4.2 Conversão catalítica**

Conversão catalítica é outra maneira de quebrar as moléculas do betume. Devido à necessidade de altas temperaturas, esse processo é uma melhoria da conversão térmica explicada anteriormente. Para tal, usam-se catalisadores níquel/molibdênio ou cobalto/molibdênio. O craqueamento ocorre quando o betume aquecido entra em contato com os sítios ativos do catalisador.

Em alguns processos, hidrogênio em alta pressão é adicionado pois ajuda na obtenção de produtos mais leves. Essa adição é necessária no caso do *upgrading* do betume. O processo quando se adiciona hidrogênio se chama hidroprocessamento.

A conversão catalítica é mais cara que o simples tratamento catalítico mas produz melhores resultados (CAPP, 2012; GOVERNMENT OF ALBERTA, 2012).

### ***5.4.3 Destilação***

Destilação é um processo industrial comum que pode ser usado para separar componentes de líquidos e gases. Torres de destilação funcionam porque diferentes substâncias entram em ebulição a diferentes temperaturas. A temperatura dentro da torre varia, sendo mais alta no fundo e mais baixa no topo. Os hidrocarbonetos mais leves são recolhidos no topo e os mais pesados, no fundo da coluna. No caso do betume, os produtos mais comuns recolhidos são gasóleo leve e pesado, nafta e querosene (CAPP, 2012; GOVERNMENT OF ALBERTA, 2012).

### ***5.4.4 Hidroprocessamento***

O hidroprocessamento ou hidrotreatamento é usado em gasóleo, querosene, nafta e óleo cru sintetizado produzidos a partir do betume original. Nesse processo, os compostos acima aquecidos, são misturados com gás hidrogênio à pressão alta com temperatura entre 300 a 400°C dependendo do líquido. Esse líquido passa por torres de separação contendo catalisadores especiais. O hidroprocessamento estabiliza o óleo cru sintetizado adicionando hidrogênio nas ligações insaturadas. Se isto não é feito, o óleo cru sintetizado continua reagindo e muda sua composição química durante o processo de refino.

Esse processo também reduz ou remove impurezas, como o nitrogênio, enxofre e traços de metais. Isto é muito importante porque as impurezas causam danos ambientais danos em equipamentos e envenenamento de catalisadores (CAPP, 2012; GOVERNMENT OF ALBERTA, 2012).

## ***5.5 Alguns números sobre extração e upgrading de areias betuminosas***

As areias betuminosas em Alberta têm sido exploradas comercialmente desde 1967 quando a empresa Great Canadian Oil Sands (hoje Suncor Energy) implementou seus projetos de mineração. Uma segunda mina, operada pelo consórcio Syncrude, começou suas operações

em 1978 é a maior mina de extração de matéria-prima do mundo. A terceira mina, localizada em Athabasca, operada pelo consórcio Shell Canada, Chevron Corporation, e Western Oil Sands Inc., teve suas operações iniciadas em 2003. Atualmente mais de 60 companhias possuem participações nas explorações das areias betuminosas de Alberta (CANADIAN OIL SANDS, 2010; SUNCOR ENERGY, 2010; SYNCRUDE).

Todos os campos economicamente viáveis se encontram no estado de Alberta. A reserva total, como dito anteriormente, se encontra em 170 bilhões de barris e destes, 34 bilhões é de betume que pode ser minerado e o restante é de betume que só é possível extraí-lo pelo processo SAGD ou similares.

As Figuras 26 e 27 mostram a produção de betume minerado, *in-situ* e óleo cru sintético produzido pelo *upgrading* do betume e os gastos com toda a operação de exploração, produção e *upgrading* do betume e ganhos com a venda de óleo cru sintético. A fonte dos dados informa que os ganhos com as vendas de óleo cru sintético não representam o valor real, mas a média anual (CAPP, 2010).

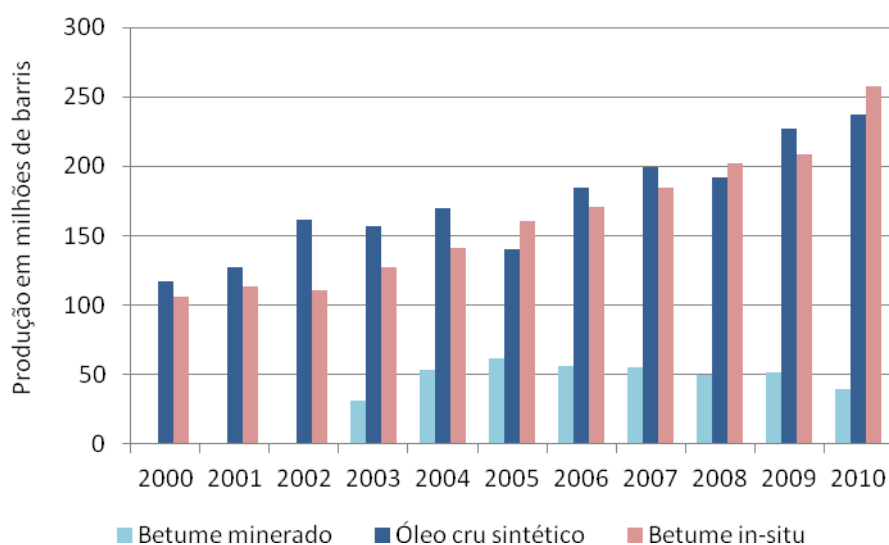


Figura 26: Produção de betume e óleo cru sintético – 2000 – 2010

(Fonte: Elaborado a partir de dados de Canadian Association of Petroleum Producers, 2012)



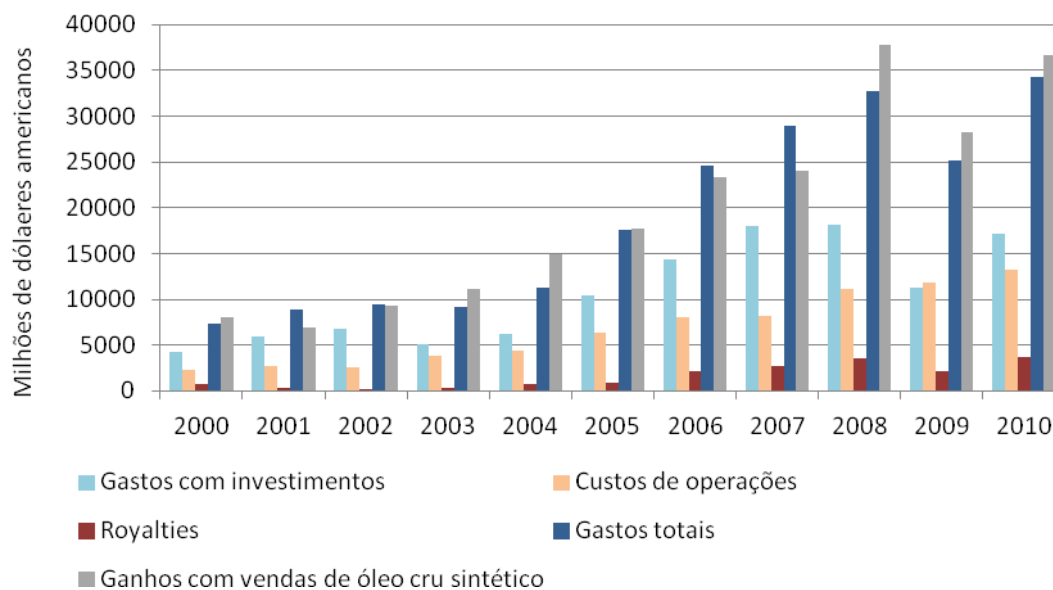


Figura 27: Gastos com todas as operações de betume e ganhos com as vendas de óleo cru sintético – 2000 – 2010 (o valor do barril de óleo cru sintético foi dado por média anual e por isso os ganhos podem não ser exatamente iguais aos mostrados abaixo)

(Fonte: Elaborado a partir de dados de Canadian Association of Petroleum Producers, 2012)

Atualmente a maior empresa produtora de areias betuminosas no Canadá é a SynCrude Canada Ltd. e é uma das maiores do mundo. Localizada na cidade de Fort McMurray nos campos do Athabasca. Essa empresa é uma *joint venture* entre sete empresas parceiras e ao fim de janeiro de 2012, essas companhias eram: Canadian Oil Sands Ltd. (36,74%), Imperial Oil (25%), Suncor Energy (12%), Sinopec (9,03%), Nexen (7,23%), Mocal Energy (5%) e Murphy Oil (5%). De acordo com sua controladora majoritária, a Syncrude ao fim de 2010 possuía reservas provadas iguais 4,8 bilhões de barris de betume e produziu 107 milhões de barris de betume (CANADIAN OIL SANDS, 2010; SYNCRUDE).

Outra grande empresa que atua no ramo de areias betuminosas no Canadá é a Suncor Energy. Atualmente ela está baseada em Calgary, Alberta e está na posição 159 do ranking do ranking da Forbes de companhias abertas. Possui reservas de betume iguais 3,29 bilhões de barris betume e sua produção ficou em torno de 103 milhões de barris (SUNCOR ENERGY, 2010).

## 6 CONCLUSÃO

Diante do cenário apresentado no presente trabalho, e após análise dos dados obtidos, pode-se afirmar que o Brasil é um país atrativo no upstream da indústria do petróleo.

De acordo com análise dos dados mostrados, fica evidente que as empresas petrolíferas devem aumentar o investimento em exploração e produção em todo o mundo ao longo dos próximos anos. Esses investimentos tornam-se obrigatórios uma vez que de acordo com dados estatísticos da BP, a projeção de aumento de demanda de petróleo até 2030 é grande. Além disso, os investimentos em exploração ajudam a evitar a exaustão das reservas. À medida em que as reservas localizadas em áreas de fácil exploração vão se esgotando, a atividade exploratória deve passar a fazer parte dos planos estratégicos das empresas. Dentro desse panorama o Brasil se apresenta como um país chave para as companhias da indústria de petróleo.

Ainda não é possível identificar quanto do volume dos recursos descobertos, estimados pela ANP, poderá se transformar em reservas. Porém já se pode afirmar que o Brasil é um país com alto potencial de crescimento no mercado petrolífero.

A maioria das novas grandes reservas que estão sendo descobertas no mundo, são de óleos pesados e extra pesados. Portanto, se faz necessário estudar os processos de extração, condicionamento e refino desses óleos. Assim o estudo de caso acima analisado serviu para dar um panorama da indústria petrolífera do Canadá, possuidor de grandes reservas betume.

## **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

ARAUJO, Leandro R. (2004), “Análise sobre a Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo Brasileira (1997 – 2003)”, Rio de Janeiro, RJ.

ALVEAL, C. (2003), “Evolução da Indústria de Petróleo: Nascimento e Desenvolvimento”, Economia e Gestão em Energia. Curso de Especialização, COPPEAD-IE/UFRJ.

ANP - Agência Nacional do Petróleo e do Gás Natural – Dados estatísticos, 1995 – 2010.

American Petroleum Institute – Canadian Oil Sands, 2011.

BP – Annual Report, 2010.

BP – Statistical Oil World Data, 2010.

BCB – Banco Central do Brasil – Dados econômicos, 2010.

CANADIAN OIL SANDS – Annual Information Form, 2010.

CAPP - Canadian Association of Petroleum Producers – Statistical Handbook, 2010.

CHEVRON – Annual Report, 2010.

CNPC – Annual Report, 2010.

CONOCOPHILLIPS – Oil Sands Overview, 2012.

EXXONMOBIL – Annual Report, 2010.

EXXONMOBIL – Fluid coking conversion technology, 2012.

FERNANDES, Elton & ARAÚJO, Renato S.B. de, As mudanças no upstream da indústria do petróleo no Brasil e as tendências no posicionamento das operadoras do setor. XXIII Encontro Nac. de Eng. de Prod. – Ouro Preto, MG, Brasil – Out 2003.

GAZPROM – Annual Report, 2010.

GLOBO, Corte do Equador mantém multa de US\$ 18 bilhões contra Chevron. Recuperado em janeiro de 2012, de <http://g1.globo.com/economia/noticia/2012/01/corte-do-equador-mantem-decisao-de-us18-bi-contr-chevron.html>.

Government of Alberta, Department of Energy – Information bulletins, 1998 – 2012.

Government of Alberta, Department of Energy – Oil Sands Discovery Centre, 2012.

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – Dados estatísticos, 1995 – 2010.

IEA – International Energy Agency, World Energy Outlook 2010. OECD/IEA: França, 2010.

JORNAL DO BRASIL, Valor de mercado da Petrobras encolhe R\$ 78,9 bi em 2011.

Recuperado em janeiro de 2012, de

<http://www.jb.com.br/economia/noticias/2011/12/28/valor-de-mercado-da-petrobras-encolhe-r-789-bi-em-2011/>

MDIC/AliceWeb – Sistema de análise das informações de comércio exterior – Dados de exportação e importação de petróleo, 1995-2010.

NIOC – Dados informados no site da empresa. Recuperado em janeiro de 2012, de <http://en.nioc.ir/Portal/Home/Default.aspx>.

OPEC (2005). [www.opec.com](http://www.opec.com)

OPEP – Annual statistical bulletin, 2010.

PDVSA – Informe Gestão, 2010.

PETROBRAS – Relatório Anual, 2010.

PETROBRAS – Relatório de Sustentabilidade, 2010.

PETROBRAS – Visão Geral, 2010.

PIW – Petroleum Intelligence Weekly – Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Largest Oil Companies. EIG: London-UK, 2010.

SAUDI ARAMCO – Annual Review, 2010.

SHELL – Annual Report, 2010.

SHELL – Oil Sands Performance Report, 2010.

SINDICOM – Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis e Lubrificantes – Dados estatísticos, 1995 – 2010.

SOUZA, Fernando R. (2006), "Impacto do preço do petróleo na política energética mundial", Rio de Janeiro, RJ.

SUNCOR ENERGY – Annual Report, 2010.

SYNCRUDE – Dados informados no site da empresa. Recuperado em fevereiro de 2012, de <http://www.syncrude.ca/users/folder.asp>

THOMAS, J. E. (2001), Fundamentos de Engenharia de Petróleo, 1ª edição, Rio de Janeiro: Editora Iterciência.

TOTAL – Annual Report, 2010.

YERGIN, D. (1990), The prize: the epic quest for oil, money and power. (Edição Brasileira, 1993: O petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder, São Paulo: Scritta).

Wikipedia – Pré-sal, 2012.

World Energy Council – Survey of Energy Resources, 2010.

## ANEXOS

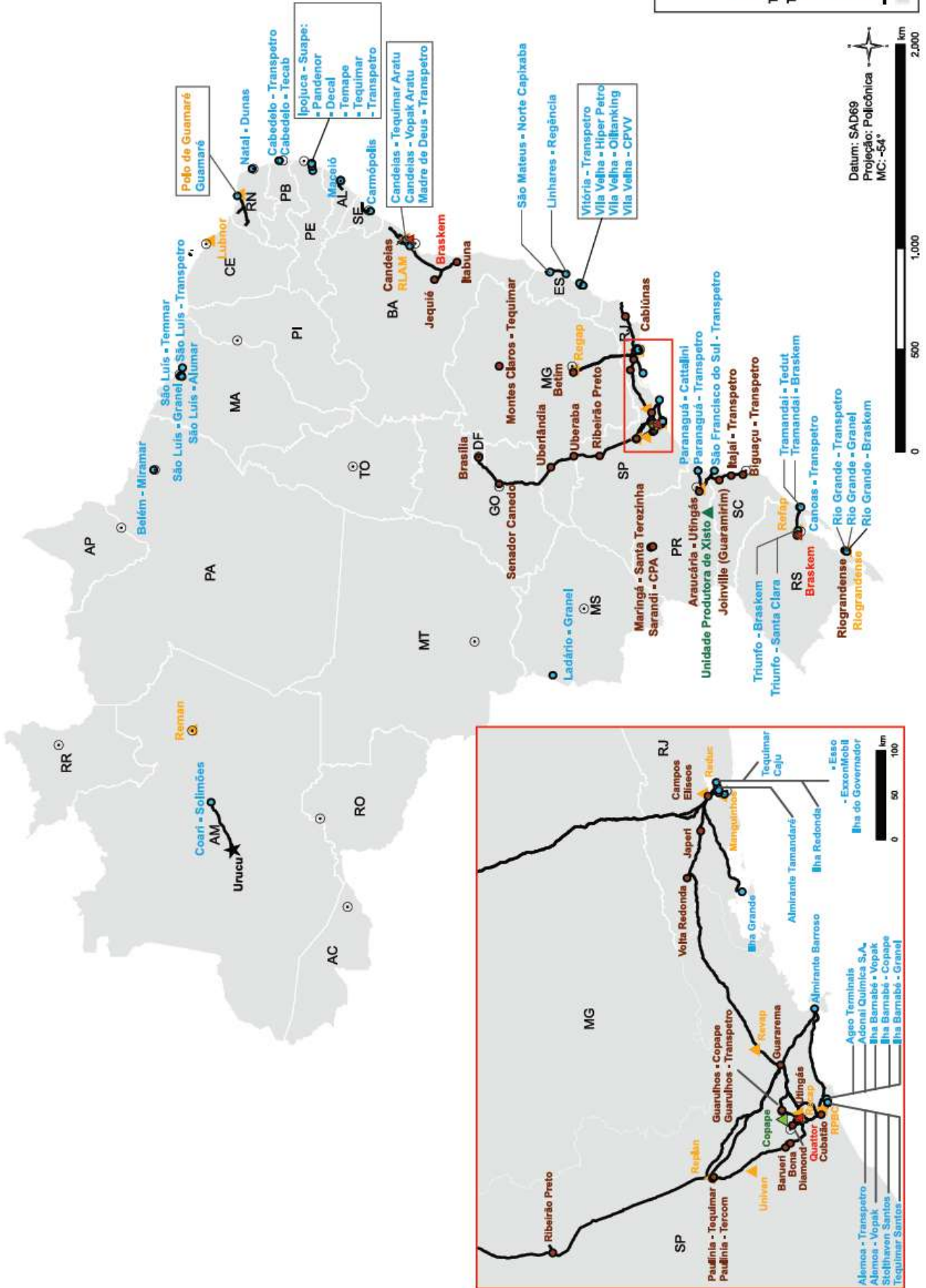
### ANEXO 1 – Bacias sedimentares, correntes, teor de S e °API

Bacia Sedimentar	UF	Corrente de Petróleo	Densidade °API	Teor de S (% peso)	Produção (m <sup>3</sup> )
	Brasil		25,1 (média)	0,53 (média)	119232911 (total)
Solimões	Amazonas	Urucu	48,5	0,05	2071524
Ceará	Ceará	Ceará Mar	29,5	0,39	359495
Potiguar		Fazenda Belém	12,7	1,23	107209
Potiguar	Rio Grande do Norte	Cardeal	28,5	0,27	6515
		Colibri	33,8	0,16	1470
		João de Barro	45,22	0,05	1423
		Periquito	27,9	0,04	766,5
		Pescada	49,5	0,03	36551
		RGN Mistura	30,6	0,29	3256894
		Riacho Tapuio	37,5	0,03	293,28
		Rolinha	22,5	0,04	230,09
Alagoas	Alagoas	Alagoano	42,2	0,06	307627
		Tabuleiro	30,07	0,32	28601
Sergipe	Sergipe	Harpia	13,3	0,56	559,9
		Sergipano Terra	24,8	0,42	1905390
		Sergipano Mar	43,7	0,14	242733
		Sergipe	17,6	0,37	162
		Piranema	43,4	0,15	243708
		Tartaruga	40,9	0,03	2905
		Tigre	35,9	0,26	2582
Recôncavo	Bahia	Bahiano Mistura	36,5	0,06	2361329
		Canário	30,7	0,17	10113
		Fazenda São Estevão	35,2	0,02	144826
		Lagoa do Paulo Norte	38,06	0,06	8072
		Uirapuru	38,4	0,03	2576
Espírito Santo	Espírito Santo	Camarupim	51,5	0,01	195056
		Espírito Santo	24,8	0,31	464073
		Fazenda Alegre	13,2	0,31	340217
		Golfinho	28,8	0,13	2914356
		Peroá	50,4	0,01	36951
Campos		Cachalote	22,1	0,48	1521693
		Jubarte	18,1	0,53	2957250

		Ostra	22,7	0,26	4294566
Campos	Rio de Janeiro	Albacora	28,3	0,44	4548298
		Albacora Leste	20	0,59	5262029
		Badejo	15,2	0,78	235626
		Barracuda	25	0,52	6153974
		Bijupirá	27,4	0,44	606883
		Cabiúnas Mistura	25,5	0,47	10268759
		Caratinga	22,4	0,6	2881705
		Espadarte	22,1	0,45	2334686
		Frade	19,4	0,75	2897203
		Marlim	19,6	0,67	14318992
		Marlim Leste	23,1	0,576	8316878
		Marlim Sul	23,1	0,67	14561699
		Polvo	19,9	1,11	1132146
		Roncador	24,1	0,62	19042290
		Salema	26,5	0,49	582695
Santos		Piloto de Tupi	28,5	0,378	1000961
		Tambaú-Urugua	32,6	0,13	421231
Santos	São Paulo	Condensado de Merluza	58,3	0,04	90989
		TLD de Guará	29,5	0,38	15503
		TLD de Tiro	34,3	0,22	732645

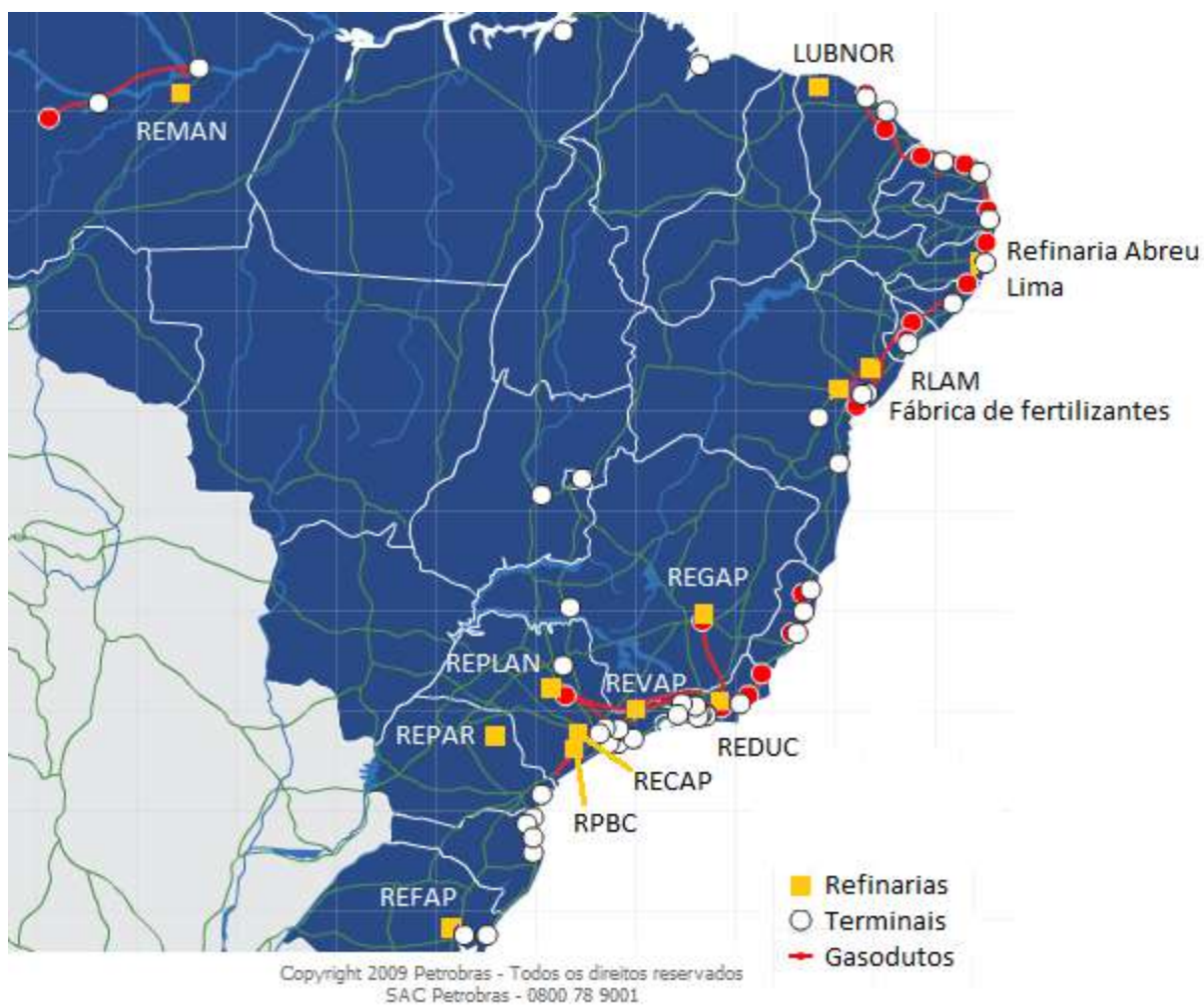
Fonte: Adaptado a partir dos dados estatísticos da ANP, 2010

ANEXO 2 – Tubulações, refinarias e polos petroquímicos (Fonte: ANP, 2010)





### ANEXO 3 – Tubulações, refinarias e terminais da Petrobras



Fonte: Petrobras, 2012