



# **ATIVOS, RESULTADOS FINANCEIROS E BALANÇO DA PETROBRAS DE 2015**

*Paulo César Ribeiro Lima*

Consultor Legislativo da Área XII

Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos

**ESTUDO**

**ABRIL/2016**

**SUMÁRIO**

1. Introdução	1
2. Ativos na província do Pré-Sal	7
3. Ativos da área de Abastecimento	21
4. Preços e custos de extração e refino	31
5. Resultados financeiros e <i>impairments</i>	33
6. Balanço patrimonial e ativos	39
6.1 Os reais ativos de Exploração e Produção	42
6.2 Os reais ativos da área de Abastecimento	43
6.3 Análise do patrimônio líquido	44
7. Conclusões	46
BIBLIOGRAFIA	50

© 2016 Câmara dos Deputados.

Todos os direitos reservados. Este trabalho poderá ser reproduzido ou transmitido na íntegra, desde que citados(as) o(a) autor(a) e a Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. São vedadas a venda, a reprodução parcial e a tradução, sem autorização prévia por escrito da Câmara dos Deputados.

Este trabalho é de inteira responsabilidade de seu(sua) autor(a), não representando necessariamente a opinião da Câmara dos Deputados.



Câmara dos Deputados  
Praça 3 Poderes  
Consultoria Legislativa  
Anexo III - Térreo  
Brasília - DF

## Ativos, resultados financeiros e balanço da Petrobras de 2015

### 1. Introdução

Ao longo dos últimos anos, aconteceram grandes mudanças no cenário petrolífero nacional. Houve, por parte da Petrobras, importantes descobertas na província do Pré-Sal, que fizeram do Brasil uma das principais fronteiras de expansão dessa indústria em todo o mundo. As iniciativas da Petrobras vinham fomentando o desenvolvimento nacional e elevando significativamente a geração de postos de trabalho.

Houve, contudo, uma reversão desse quadro. É grande a alteração nas perspectivas de investimentos da Petrobras. A redução dos investimentos da empresa é justificada, principalmente, pelo aumento do seu endividamento e alavancagem<sup>1</sup>. A Figura 1.1 mostra a evolução dessas variáveis (Apresentação da Petrobras para Imprensa, 2016).

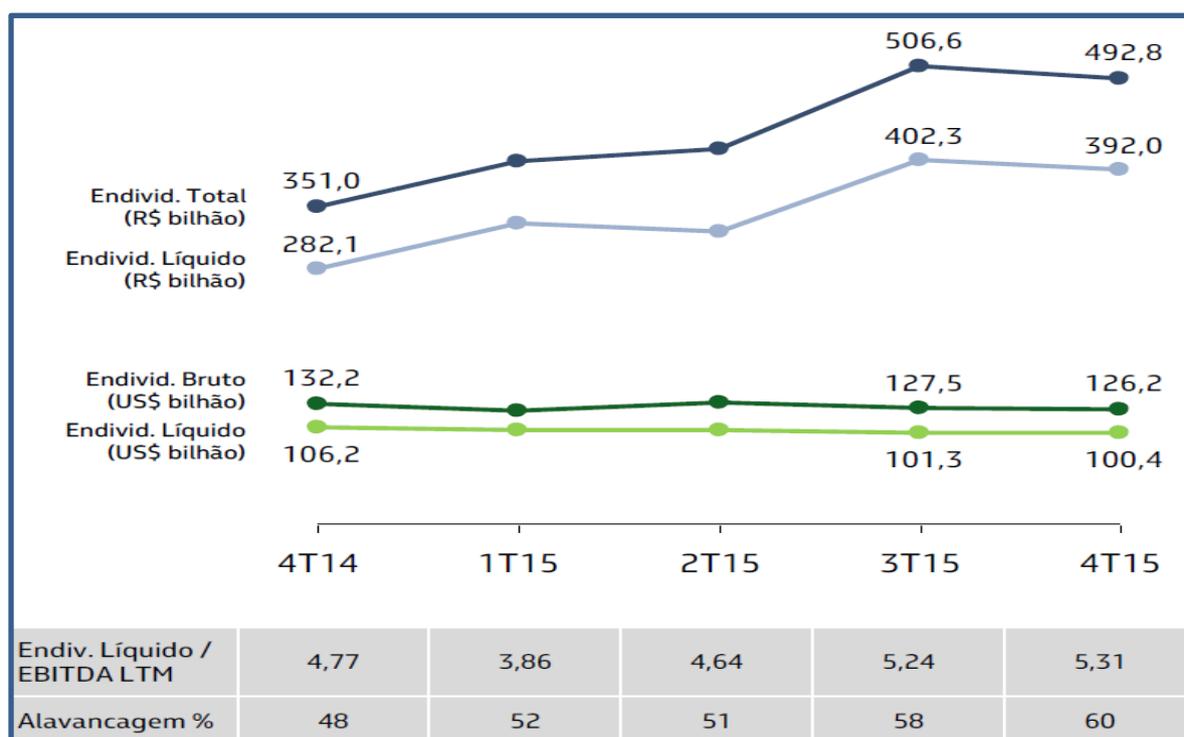


Figura 1.1 Evolução do endividamento da alavancagem da Petrobras

<sup>1</sup> Razão entre a dívida líquida e a soma do patrimônio líquido com a dívida líquida.

Conforme mostrado na Figura 1.1, houve redução do endividamento em dólar, mas como houve uma depreciação do real em relação ao dólar, ocorreu um aumento do endividamento líquido em reais, que se elevou de R\$ 282,1 bilhões para R\$ 393,0 bilhões ao final de 2015. Essa depreciação também teve efeito no aumento da alavancagem para 60%. A Figura 1.2 mostra que, ao longo do ano de 2015, houve uma depreciação cambial de 47%, pois a taxa R\$/US\$ passou de 2,66 para 3,90.

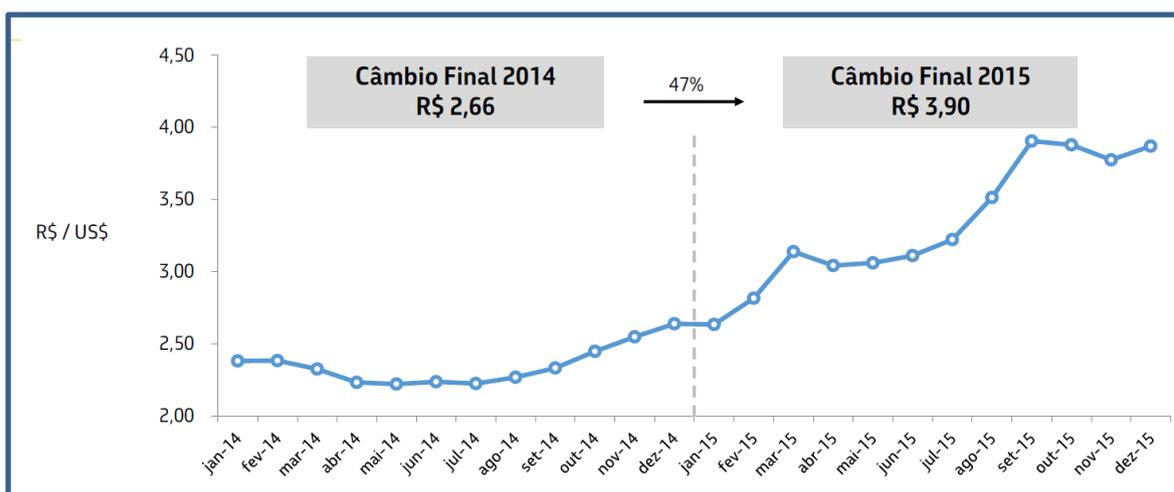


Figura 1.2 Evolução da taxa de câmbio de 2014 para 2015

Houve, ainda, uma redução de 47% nos preços do petróleo no mercado internacional. A Figura 1.3 mostra a evolução dos preços do Brent ao longo dos anos de 2014 e 2015.

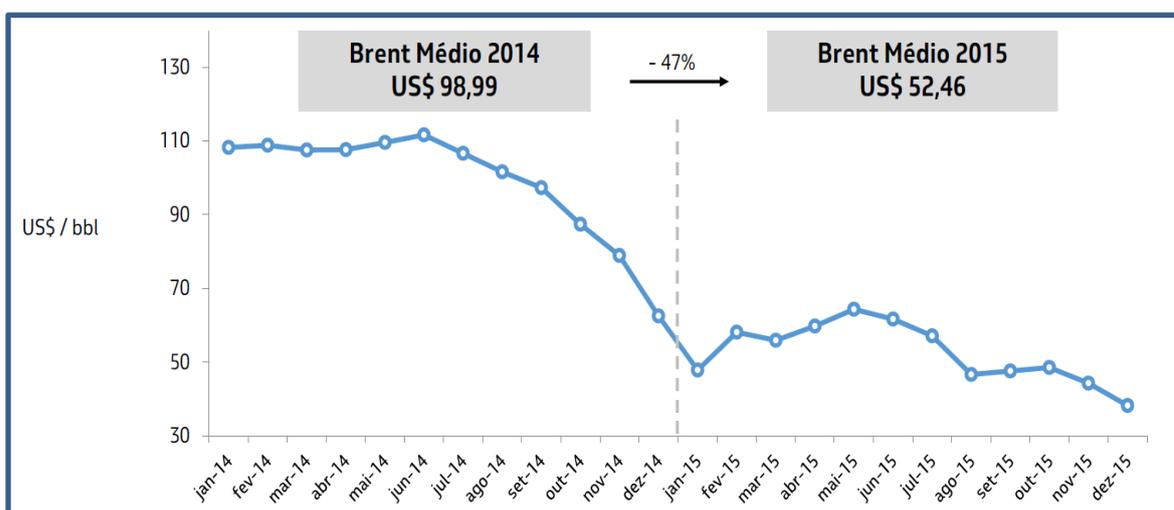


Figura 1.3 Evolução do preço do Brent ao longo de 2014 e 2015

Em 2013, o valor médio do Brent foi de US\$ 108,7; em 2014, baixou para US\$ 98,99; e, em 2015, para US\$ 52,46.

A redução dos preços levou a Petrobras a registrar perdas no valor de recuperação de ativos, conhecidas como baixas contábeis, referentes a “campos de produção”. Essas baixas tiveram grande impacto no resultado financeiro da empresa, que registrou, no ano de 2015, um prejuízo contábil de R\$ 34,8 bilhões. Outras empresas petrolíferas também registraram baixas contábeis, conforme mostrado na Figura 1.4 (Rostás, 2016).

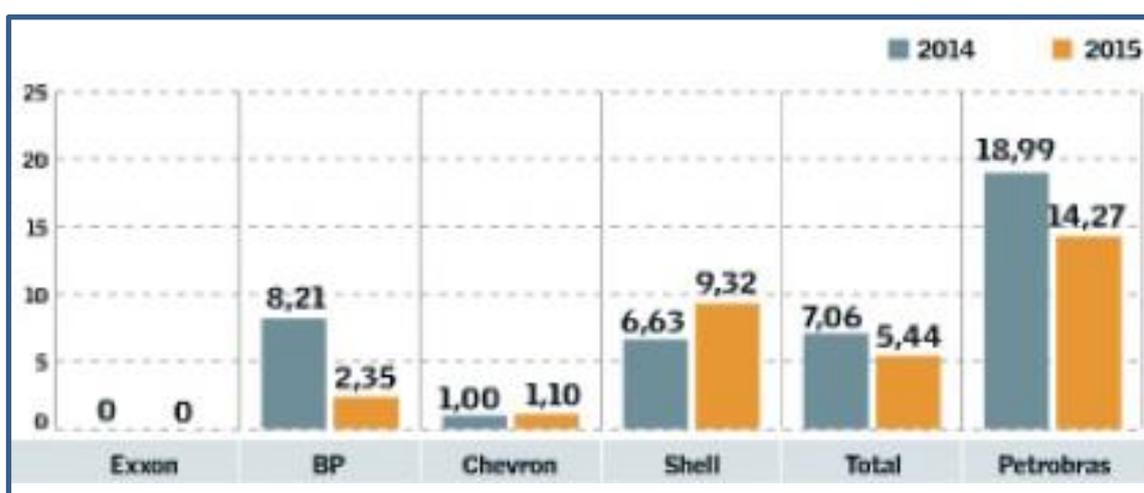


Figura 1.4 Baixas contábeis de várias empresas em dólares americanos

Conforme mostrado na Figura 1.4, a Petrobras foi a empresa que apresentou as maiores baixas contábeis nos anos de 2014 e 2015. O destaque da Figura 1.4 é a empresa ExxonMobil, que não apresentou baixa contábil em 2014 nem em 2015.

Utilizando o próprio câmbio médio de venda da Petrobras, de R\$ 3,34, em 2015, e R\$ 2,35, no ano anterior, a baixa contábil da empresa foi de US\$ 14,27 bilhões, 53% acima da segunda colocada, a anglo-holandesa Royal Dutch Shell.

A Figura 1.4 mostra, ainda, as baixas da britânica BP, das americanas Chevron e ExxonMobil e da francesa Total. No caso da Shell, as baixas contábeis estão relacionadas, principalmente, a investimentos em exploração não convencional no Alasca e no Canadá, que tiveram sua viabilidade colocada em xeque por conta da desvalorização do petróleo no último ano.

A BP realizou baixas contábeis relacionadas a Angola e ao Mar do Norte; a empresa Total, por conta de projetos de gás natural liquefeito. A Chevron decidiu contabilizar perdas pelas piores perspectivas em alguns poços. Importa registrar que a Chevron tem importante atuação no *shale*<sup>2</sup> dos Estados Unidos.

Já a ExxonMobil informa que em sua política contábil não considera "preços ou margens temporariamente baixos para dar baixas por conta da instabilidade histórica do mercado de petróleo". De fato, os projetos petrolíferos são de longo prazo. A duração dos contratos é de cerca de 35 anos.

Em períodos tão longos, grandes são as variações dos preços. As baixas contábeis baseiam-se no valor de venda de um direito de exploração e produção ou no valor presente de um fluxo de caixa descontado sujeito a muitas variações. A Figura 1.5 mostra a evolução, a partir de 1946, do preço nominal do petróleo e do preço ajustado pela inflação<sup>3</sup>.

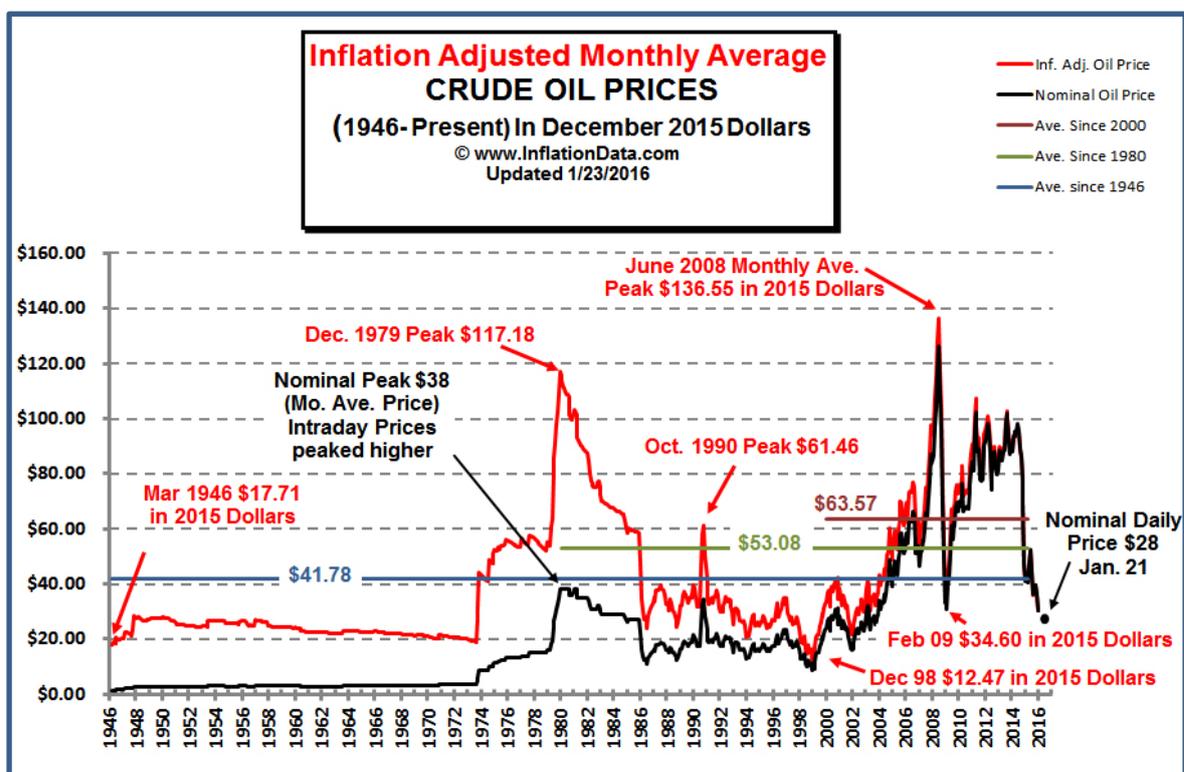


Figura 1.5 Evolução do preço do petróleo de 1946 a 2015

<sup>2</sup> Rocha sedimentar com baixa permeabilidade, portadora de hidrocarbonetos, que difere das rochas de composição similar por apresentar laminações menores que um centímetro de espessura.

<sup>3</sup> [http://inflationdata.com/Inflation/Inflation\\_Rate/Historical\\_Oil\\_Prices\\_Chart.asp](http://inflationdata.com/Inflation/Inflation_Rate/Historical_Oil_Prices_Chart.asp)

Conforme mostrado na Figura 1.5, há uma tendência de alta dos preços ao longo das últimas décadas. Dessa forma, é muito provável que estejamos em um momento de baixa. Assim sendo, é plenamente justificável a política contábil da ExxonMobil de não registrar baixas contábeis em 2014 e 2015.

Importa registrar que, como as baixas contábeis reduzem os lucros das empresas, elas têm sido muito utilizadas para aliviar problemas de fluxo de caixa das empresas, pois reduz-se o pagamento do imposto de renda. Reduz-se, também, o pagamento de dividendos aos acionistas.

A baixa contábil de US\$ 14,27 bilhões, feita pela Petrobras no balanço de 2015, é superior ao prejuízo da empresa verificado em 2015 da ordem de US\$ 9,6 bilhões. Essa baixa foi decisiva para a Petrobras apresentar o maior prejuízo de sua história. A Figura 1.6 mostra que, em razão dessa baixa contábil, o resultado líquido da Petrobras também foi pior que de outras empresas petrolíferas.

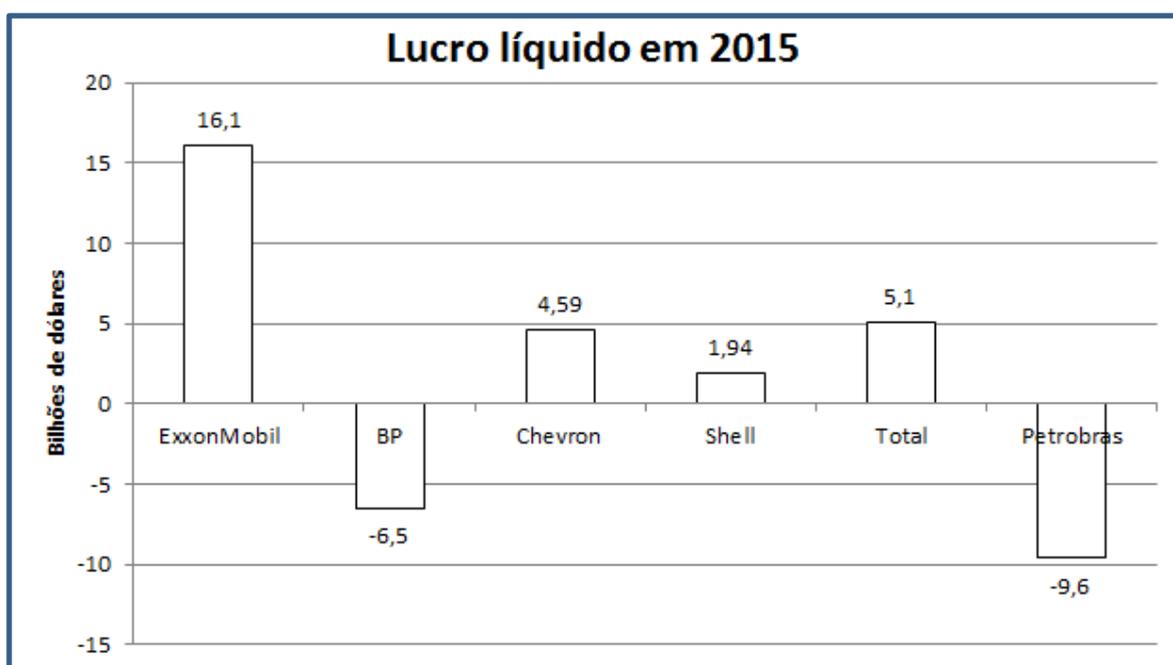


Figura 1.6 Lucro de várias empresas petrolíferas em 2015 (dólares americanos)

Entre as empresas mostradas na Figura 1.6, além da Petrobras, apenas a BP apresentou prejuízo. Em 2015, a BP teve uma despesa antes da tributação relacionada ao vazamento no Golfo do México de US\$ 12 bilhões. Se não fossem as despesas relativas a esse vazamento, a BP também teria apresentado lucro em 2015. Nesse cenário, a Petrobras seria a única a

apresentar prejuízo. Se não fossem as baixas contábeis, a Petrobras também teria apresentado lucro em 2015.

Este trabalho visa a contribuir para o conhecimento dos ativos da Petrobras e para um melhor entendimento dos resultados financeiros e do balanço da Petrobras em 2015.

Faz-se uma análise crítica da metodologia utilizada pela Petrobras, que, após as descobertas dos gigantescos reservatórios do Pré-Sal, ao contrário de perdas no valor de recuperação, deveria ter apresentado ganhos no valor global de seus ativos, caso fosse feita uma análise global de seus projetos.

Em razão das grandiosas jazidas do Pré-Sal e da extraordinária infraestrutura, com destaque para o parque nacional de refino, a Petrobras deveria, pelo menos, ter adotado uma política contábil semelhante à da ExxonMobil, que não gera baixas contábeis por situações momentâneas.

## 2. Ativos na província do Pré-Sal

Na plataforma continental brasileira, em especial na província petrolífera do Pré-Sal, ocorreram as principais descobertas petrolíferas do Brasil e do mundo na última década, com destaque para os campos de Lula e Búzios, além da área de Libra, cada um com volumes recuperáveis superiores a 8 bilhões de barris de petróleo (MME, 2013). A Figura 2.1 mostra a localização da província do Pré-Sal.

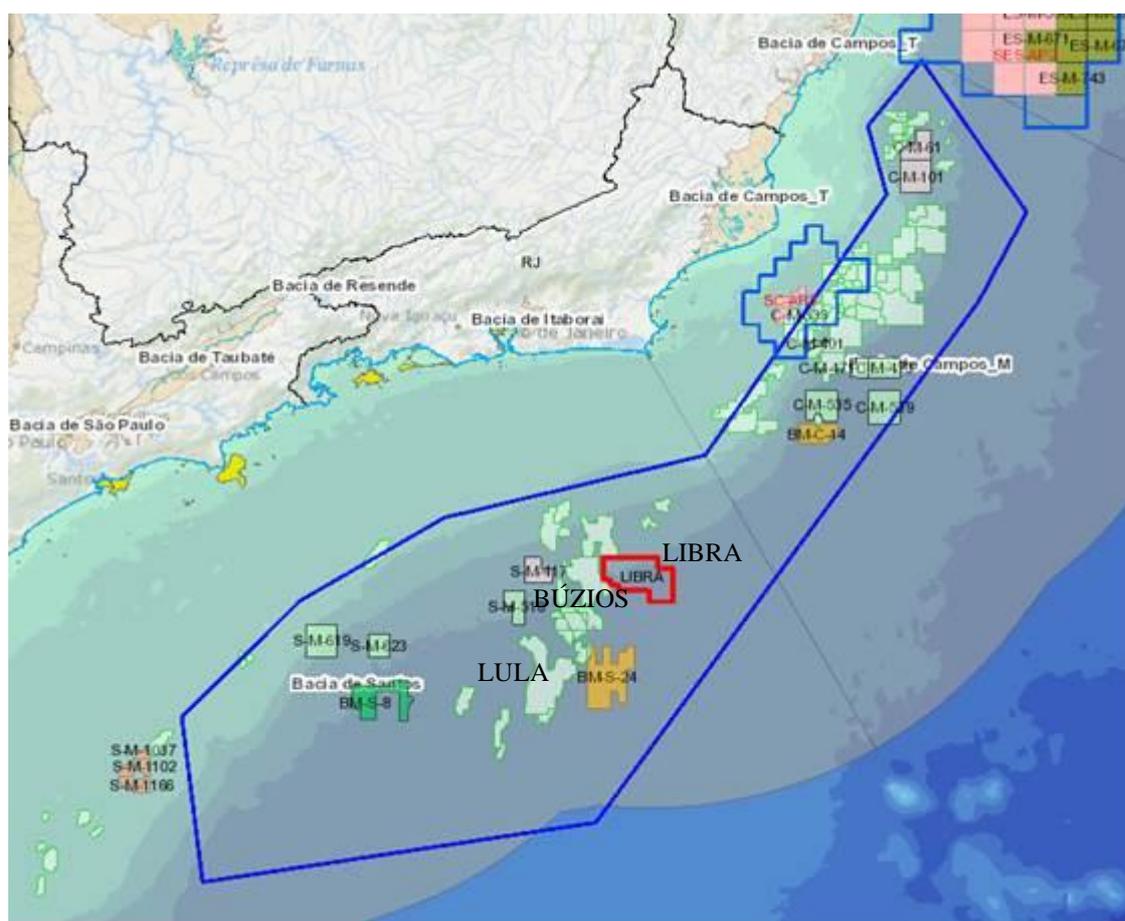


Figura 2.1 Província petrolífera do Pré-Sal

A descoberta dessa província pode representar a agregação de reservas de 176 bilhões de barris de petróleo (Jones e Chaves, 2015), volume significativamente maior que as atuais reservas nacionais, que, em 2014, foram de 16,2 bilhões de barris de petróleo.

O sucesso exploratório do Pré-Sal começou em julho de 2006, quando foram encontrados os primeiros indícios de petróleo no bloco BM-S-10 (Parati) da Bacia de Santos. O contrato de concessão desse bloco, licitado no

ano de 2000, exigia, nos termos do segundo período do programa exploratório mínimo, a perfuração de dois poços.

A competência técnica da Petrobras, a atuação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP e a exigência contratual do programa exploratório nesse e em outros blocos da Bacia de Santos foram decisivas para a descoberta do Pré-Sal. É importante destacar que, em 1992, a Petrobras recebeu o prêmio OTC *Distinguished Achievement Award* por conquistas técnicas notáveis relacionadas ao desenvolvimento de sistemas de produção em águas profundas relativas ao campo de Marlim e, em 2001, por avanços nas tecnologias e na economicidade de projetos de águas profundas, no desenvolvimento do campo de Roncador. Em maio de 2015, a Petrobras recebeu pela terceira vez o prêmio OTC. Esse prêmio é o maior reconhecimento que uma empresa de petróleo pode receber na condição de operadora offshore.

O primeiro poço do Pré-Sal, iniciado em 2006, demorou mais de um ano para ser perfurado e custou cerca de US\$ 240 milhões. Com o passar do tempo, um poço equivalente passou a ser perfurado em 60 dias, a um custo de US\$ 60 milhões<sup>4</sup>.

A Figura 2.2 (Solange, 2015) mostra a evolução da produção na província do Pré-Sal.

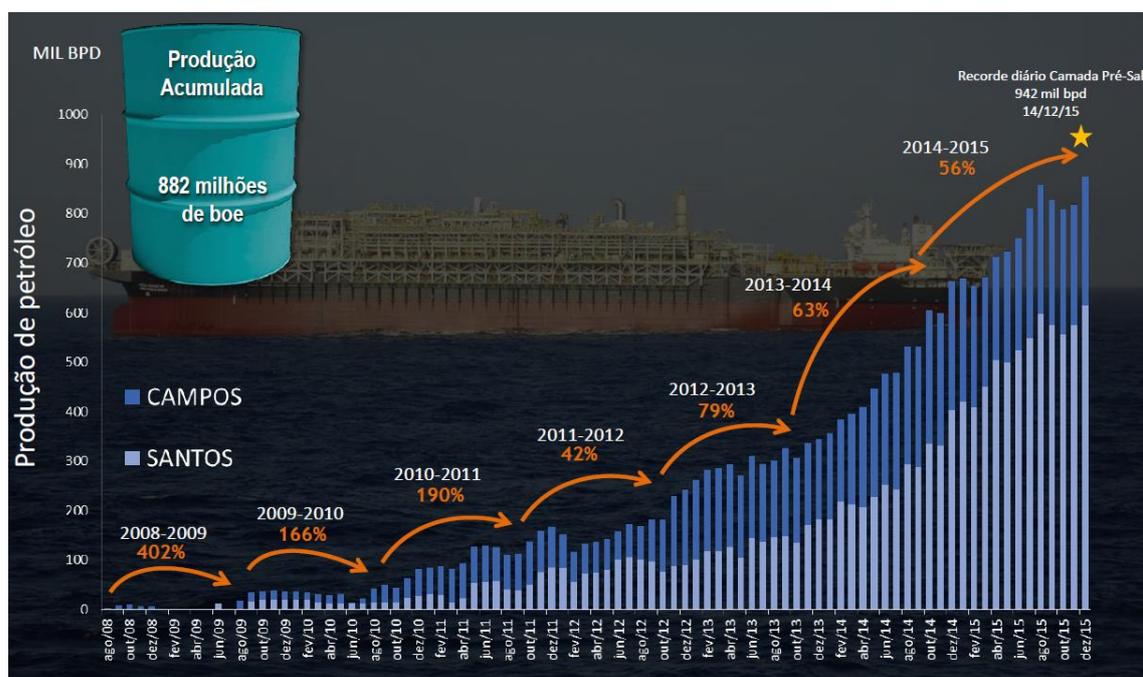


Figura 2.2 Evolução da produção petrolífera no Pré-Sal

<sup>4</sup> [http://pt.wikipedia.org/wiki/Campo\\_petrol%C3%ADfero\\_de\\_Lula](http://pt.wikipedia.org/wiki/Campo_petrol%C3%ADfero_de_Lula)

É pouco provável que outra província petrolífera do mundo tenha apresentado uma evolução da produção tão rápida. Em apenas 6 anos, a produção de óleo equivalente atingiu 1 milhão de barris de petróleo equivalente por dia. A Petrobras, criada em 1953, fez com que o Brasil atingisse essa marca em 1997. Foram necessários 44 anos para que o País atingisse a marca que o Pré-Sal atingiu em apenas 6 anos.

O campo de Lula, localizado no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, já é o maior produtor do Brasil. A Figura 2.3 mostra os 20 campos com maior produção de petróleo. Entre os 20 maiores campos, apenas Peregrino e Frade não são operados pela Petrobras.

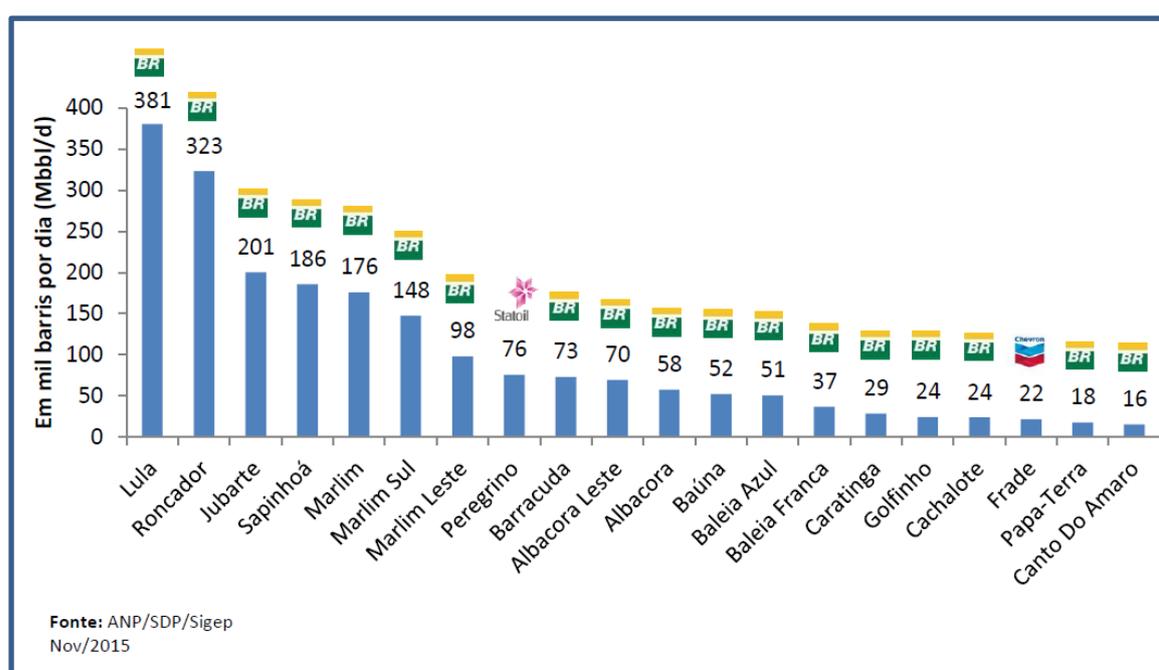


Figura 2.3 Campos com maior produção petrolífera

A Tabela 2.1 mostra os poços de maior produção de petróleo no Brasil. Os campos de Lula e Sapinhoá, ambos no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, são os grandes destaques dessa Tabela. Entre os 20 poços de maior produção de petróleo, 18 estão localizados nos campos de Lula e Sapinhoá.

O poço 7JUB34HESS, segundo maior produtor nacional, também produz a partir do horizonte geológico do Pré-Sal, mas na Bacia de Campos confrontante com o Espírito Santo. Registre-se que o projeto Jubarte foi concebido para produção no horizonte geológico do Pós-Sal.

Tabela 2.1 Poços de maior produção de petróleo no Brasil

Nº	Nome ANP do Poço	Campo	Bacia	Localização	Operador	Petróleo (bbl/d)
1	7SPH7DSPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	38.785
2	7JUB34HESS	Jubarte	Campos	Mar	Petrobras	34.042
3	7LL27RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	33.918
4	9LL20DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	30.612
5	4BRSA711RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	30.411
6	7LL36ARJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	28.662
7	7SPH8SPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	28.245
8	7LL3DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	27.835
9	9LL2RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	27.505
10	7SPH1SPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	27.366
11	7LL28DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	27.129
12	7SPH5SPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	26.880
13	7LL22DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	25.714
14	7LL41DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	25.014
15	7LL31DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	24.114
16	7SPH4DSPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	23.322
17	3BRSA788SPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	23.182
18	3BRSA496RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	20.827
19	7JUB57DPAESS	Jubarte	Campos	Mar	Petrobras	20.550
20	9BRSA716RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	20.350
21	7RO41DRJS	Roncador	Campos	Mar	Petrobras	19.618
22	7JUB58DPAESS	Jubarte	Campos	Mar	Petrobras	18.511
23	9LL19RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	18.507
24	7SPH2DSPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	18.172
25	7BAZ8ESS	Baleia Azul	Campos	Mar	Petrobras	17.191
26	7BFR7ESS	Baleia Franca	Campos	Mar	Petrobras	15.620
27	7MLL10HPRJS	Marlim Leste	Campos	Mar	Petrobras	15.552
28	7RO158HPRJS	Roncador	Campos	Mar	Petrobras	15.270
29	7BFR12PAESS	Baleia Franca	Campos	Mar	Petrobras	14.873
30	7RO66DRJS	Roncador	Campos	Mar	Petrobras	14.748

Fonte: ANP/SDP/Sigep  
Nov/2015

Segundo Guedes (2016), a competitividade dos projetos do Pré-Sal assume outro patamar numa região onde há resultados materiais entregues e infraestrutura disponível.

Já são mais de 170 poços perfurados no Pré-Sal da Bacia de Santos em 10 anos. Vale destacar, ainda, que, de 2010 a 2015, houve grande redução no tempo de perfuração e completação dos poços, conforme mostrado na Figura 2.4.

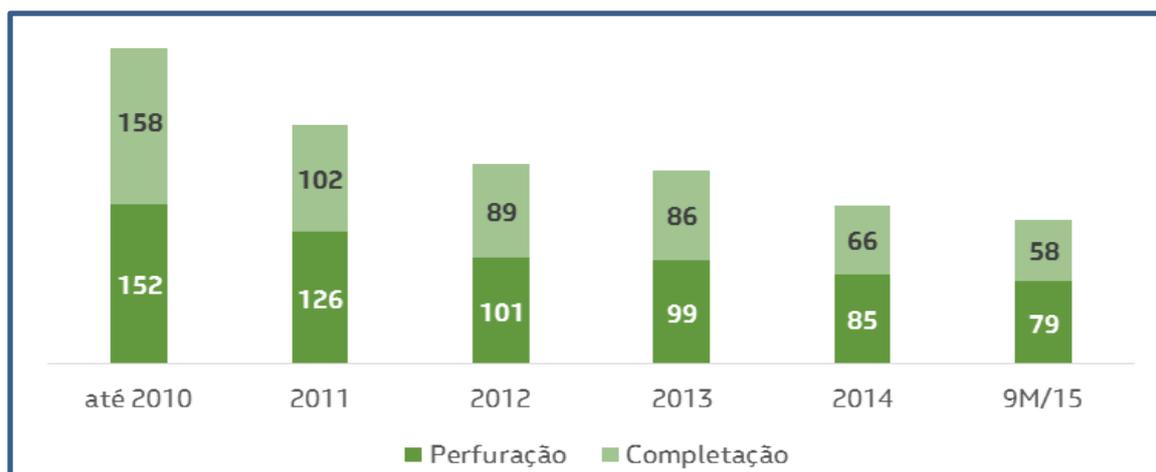


Figura 2.4 Tempo de construção, em dias, dos poços em Lula e Sapinhoá

Registre-se que no 3º trimestre de 2014 a Petrobras obteve o posto de maior produtora mundial de petróleo entre as empresas de capital aberto, tendo superado, a produção de petróleo da ExxonMobil<sup>5</sup>. Computada a produção de petróleo e gás, a Petrobras ocupou o quarto lugar no mundo.

A Figura 2.5 mostra a evolução da produção de petróleo de várias empresas ao longo dos últimos anos.

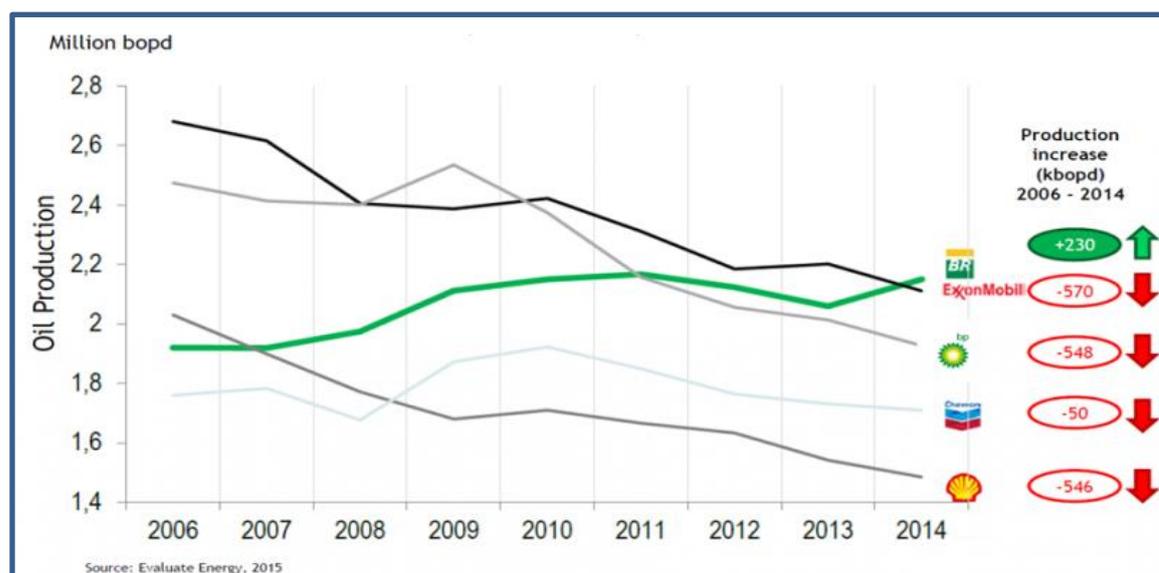


Figura 2.5 Evolução da produção de petróleo de várias empresas

<sup>5</sup> <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/somos-a-maior-produtora-de-petroleo-entre-as-empresas-de-capital-aberto.htm>

Registre-se, por fim, que a descoberta e o desenvolvimento do Pré-Sal foram fundamentais para que a Petrobras apresentasse o aumento da produção mostrado na Figura 2.5.

Também boas são as perspectivas de aumento de produção de petróleo da Petrobras. A Figura 2.6 mostra a curva de produção de petróleo de 2014 a 2020, extraída da apresentação do Plano de Negócios da Petrobras – PNG 2015-2019.

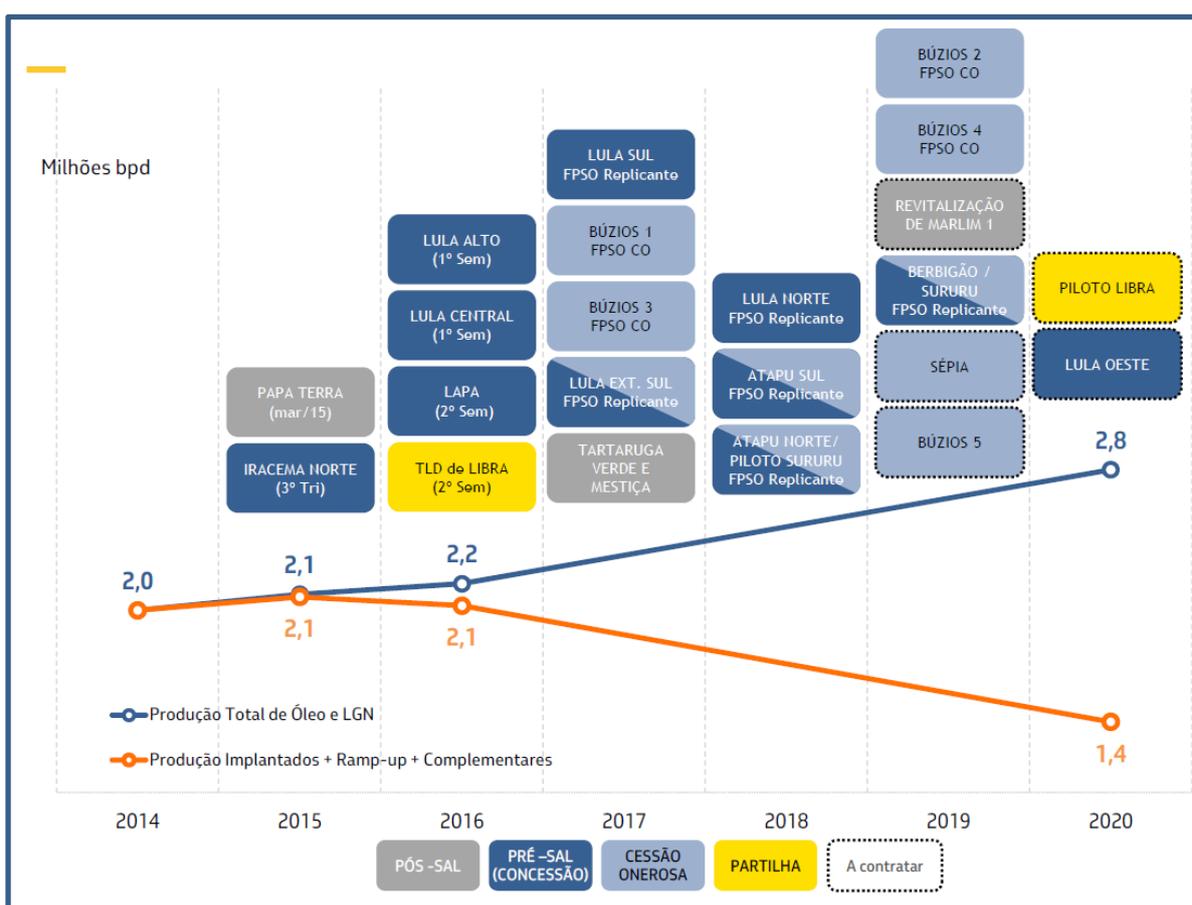


Figura 2.6 Curva de produção de petróleo da Petrobras

O PNG 2015-2019 contempla a instalação de 21 unidades de produção, distribuídas da seguinte forma:

- Pré-Sal (concessão e cessão onerosa): 16 unidades;
- Pré-Sal (partilha de produção): 2 unidades;
- Pós-Sal (concessão): 3 unidades.

Das 21 unidades a serem instaladas pela Petrobras, 18 foram concebidas para produção no horizonte geológico do Pré-Sal. Assim sendo, haverá grande aumento na produção do Pré-Sal e redução na produção do Pós-Sal.

Seis importantes áreas da província do Pré-Sal na Bacia de Santos operam sob o regime de concessão, conforme mostrado na Tabela 2.2. No ano de 2010, a Petrobras efetuou, junto à ANP, a Declaração de Comercialidade das acumulações de petróleo de boa qualidade e gás nas áreas de Lula e Sapinhoá. Essas áreas foram licitadas no ano de 2000, nos termos da Lei nº 9.478/1997.

A Petrobras participa de consórcios com várias outras empresas nas áreas, conforme mostrado na Tabela 2.2, com sua participação variando de 45% a 80%. Ressalte-se que a Petrobras é a operadora de todas essas áreas.

Tabela 2.2 Áreas licitadas sob o regime de concessão

<b>Nº da Rodada</b>	<b>Consórcio</b>		<b>Ano do Leilão</b>	<b>Declaração de Comercialidade</b>	<b>Volume Recuperável</b> <small>(bilhões de barris de óleo equivalente)</small>
1	BM-S-8 (Carará) Petrobras Petrogal Queiroz Galvão Barra	66% 14% 10% 10%	1999	2012	Não informado
2	BM-S-9 (Guará e Carioca) Petrobras BG Repsol	45% 30% 25%	2000	2011 (Guará – campo de Sapinhoá)  2013 (Carioca – campo de Lapa)	2,1  0,459
2	BM-S-11 (Tupi, Iracema e Iara) Petrobras BG Petrogal	65% 25% 10%	2000	2010 (Tupi e Iracema – campo de Lula)  2013 (Iara – vários campos)	8,3  3 a 4
3	BM-S-24 (Júpiter) Petrobras Petrogal	80% 20%	2001	2016	Não declarado

No Pré-Sal da Bacia de Santos, também muito importante são as áreas que foram objeto da cessão onerosa da União para a Petrobras, nos termos da Lei nº 12.276/2010. A Tabela 2.3 mostra os blocos do contrato de cessão onerosa, assinado no ano de 2010.

Tabela 2.3 Blocos da cessão onerosa da União para a Petrobras

<b>Nome</b>	<b>Tipo do bloco</b>	<b>Volume da Cessão Onerosa</b> (Bilhões de barris equivalentes)	<b>Valor do Barril (US\$/boe)</b>	<b>Valoração da Cessão Onerosa (US\$ mil)</b>
Sul de Tupi	Definitivo	0,128	7,85	1.005.197
Florim	Definitivo	0,467	9,01	4.207.380
Nordeste de Tupi	Definitivo	0,428	8,54	3.653.275
Peroba	Contingente	-	8,53	
Sul de Guará	Definitivo	0,319	7,94	2.533.711
Franco	Definitivo	3,056	9,04	27.644.320
Entorno de Iara	Definitivo	0,599	5,82	3.489.437
<b>TOTAL</b>		<b>5,000</b>		<b>42.533.320</b>

A Figura 2.7 mostra as áreas da cessão onerosa. O grande destaque da cessão onerosa era o bloco de Franco, atual campo de Búzios. O volume cedido pela União para a Petrobras, somente nessa área, foi de 3,056 bilhões de barris de óleo equivalente a um valor de US\$ 9,04 por barril.

No ano de 2010, antes da assinatura do contrato de cessão onerosa, relatório da certificadora Gaffney, Cline & Associates - GCA (2010), contratada pela ANP, estimou os recursos contingentes de Franco de 3,11 bilhões de barris a 8,99 bilhões de barris, sendo de 5,45 bilhões de barris o volume recuperável mais provável. Observa-se, então, que o contrato de cessão onerosa estabeleceu um volume recuperável muito abaixo do volume mais provável.

Talvez isso tenha ocorrido em razão de o relatório da certificadora DeGolyer and MacNaughton (2010), contratada pela Petrobras, ter indicado volumes recuperáveis mais prováveis de apenas 1,71 bilhão de barris em Franco.

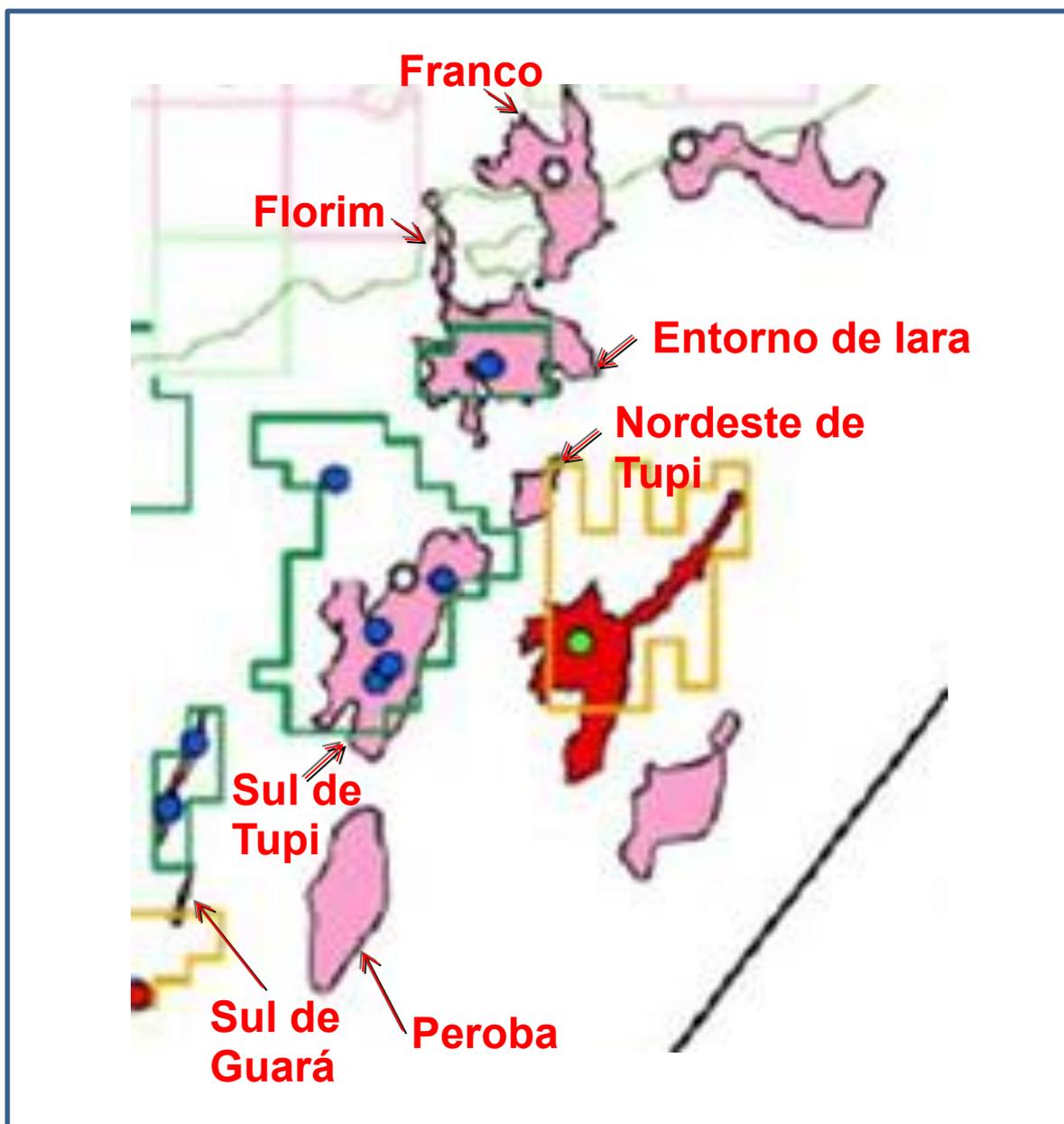


Figura 2.7 Áreas da cessão onerosa

Também merecem destaque as áreas denominadas Entorno de Iara e Sul de Tupi. Conforme mostrado na Tabela 2.4, Iara, apenas na área sob o regime de concessão, tem volume recuperável estimado de 3 a 4 bilhões de barris de óleo equivalente.

No contrato de cessão onerosa, o volume de petróleo recuperável do Entorno de Iara foi estabelecido como 599,56 milhões de barris. A Figura 2.8 mostra a base do sal que está associada à profundidade do topo do reservatório de Iara e do Entorno de Iara. Essa Figura sugere que o volume recuperável do Entorno de Iara, a exemplo de Franco, pode ser bem maior que o

volume estabelecido no contrato de cessão onerosa.

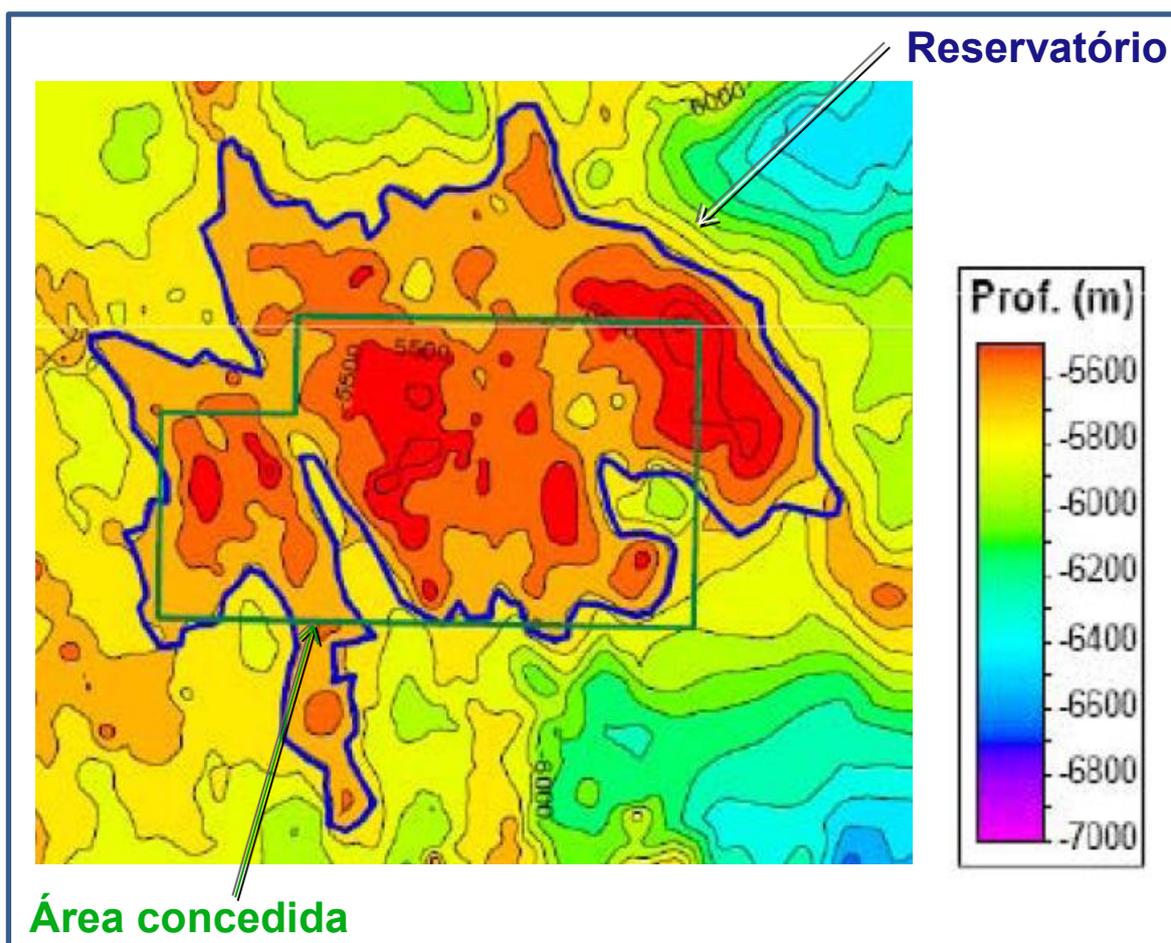


Figura 2.8 Topo do reservatório de lara e Entorno de lara

A área de Libra foi descoberta no ano de 2010, por meio da perfuração do poço 2-ANP-0002A-RJS, localizado no Pré-Sal da Bacia de Santos, que atingiu o objetivo previsto e já submetido a teste. Libra encontra-se a apenas 170 km da costa, conforme mostrado na Figura 2.9 (Chambriard, 2013), em lâminas de água da ordem de 2 mil metros.

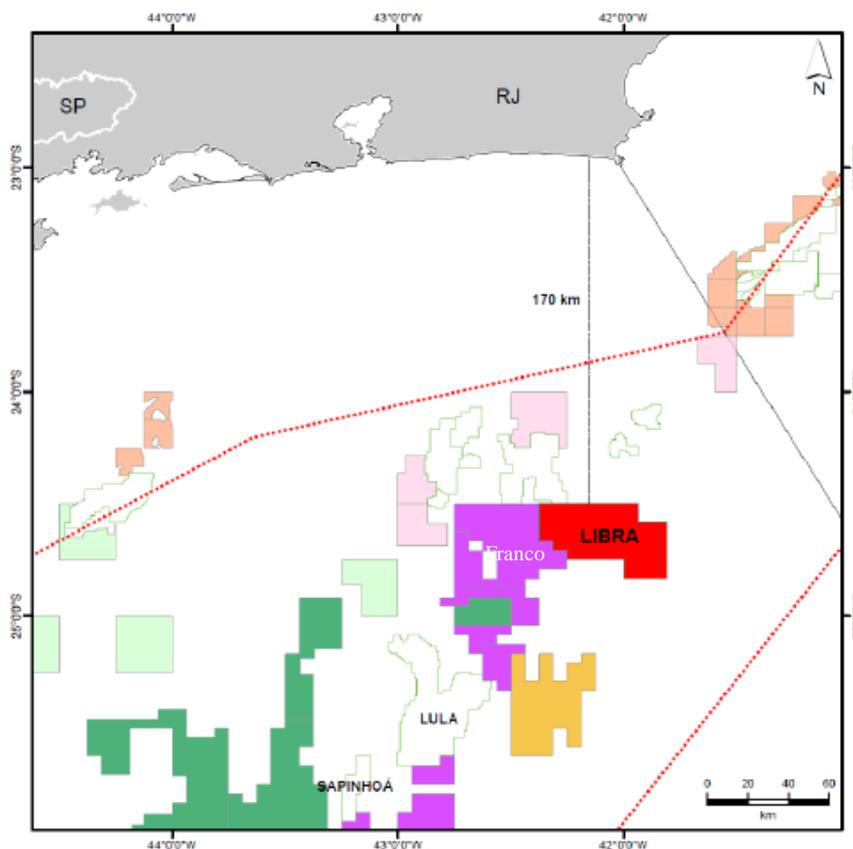


Figura 2.9 Área de Libra

Esse poço indicou a presença de rochas saturadas de óleo de 326,4 metros de espessura. Registre-se, ainda, que, em 2013, a área de Libra foi submetida à análise de sísmica 3D em profundidade. De acordo com informações posteriores a essa análise<sup>6</sup>, o volume *in situ* esperado para a área de Libra é de 26 bilhões a 42 bilhões de barris de petróleo. Admitindo-se um fator de recuperação em torno de 30%, pode-se chegar a um volume recuperável de petróleo de 8 a 12 bilhões de barris. Registre-se que toda a reserva provada nacional é, atualmente, de cerca de 16 bilhões de barris.

Destaque-se, ainda, que, no caso de Libra, o fator de recuperação pode ser maior que 30%, a exemplo do que ocorreu no campo de Marlim. Nesse campo, segundo informações da Gerente-Executiva da Petrobras Solange Guedes, apresentadas na Conferência Rio Oil & Gas, 2008, o fator de recuperação deve atingir 56%.

A Figura 2.10 mostra o topo dos reservatórios de Franco, atual campo de Búzios, e de Libra. Como se pode observar, são grandes reservatórios que podem, inclusive, ter algum tipo de conexão.

<sup>6</sup> <http://www.ctdut.org.br/blog/noticias/burocracia-e-industria-fraca-seguram-inovacao-site-anpei>

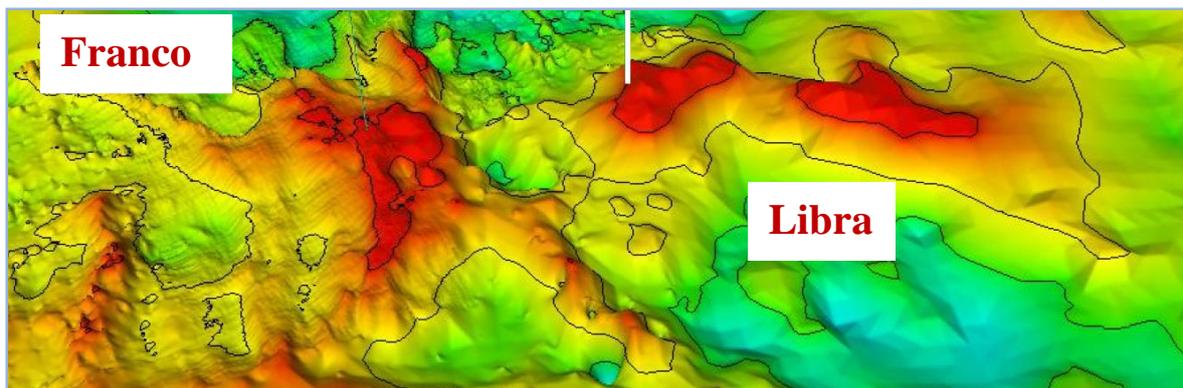


Figura 2.10 Topo do reservatório de Libra e Franco

As áreas de Lula, Búzios e Libra devem ter volumes recuperáveis de mais de 8 bilhões de barris de petróleo cada uma, admitindo-se um fator de recuperação da ordem de 30%. Se o fator de recuperação chegar próximo a 60%, como deve ocorrer no campo de Marlim, pode-se ter somente nessas três áreas volumes recuperáveis da ordem de 50 bilhões de barris.

Em nota divulgada no dia 24 de junho de 2014, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE comunicou a aprovação da contratação direta da Petrobras para produção de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos, em regime de partilha de produção, dos volumes que ultrapassem os limites do Contrato de Cessão Onerosa original ou estabelecidos na sua Revisão, que deveriam ocorrer até o dia 14 de setembro de 2014, nas áreas de Búzios (ex-Franco), Entorno de Iara, Florim e Nordeste de Tupi. Os contratos de partilha de produção para estas quatro áreas terão vigência de 35 anos.

Essa decisão trata de volumes adicionais aos 5 bilhões de barris de óleo equivalente contratados no regime de cessão onerosa e estabelece parâmetros que incluem:

- a assinatura de contratos de partilha de produção para os volumes excedentes, a vigorar a partir do início da produção de óleo, sob o regime de cessão onerosa, para cada uma das áreas contratadas;
- o pagamento, à União, de um bônus de assinatura no valor de R\$ 2 bilhões em 2014;
- a antecipação de parte do excedente em óleo, com a seguinte distribuição: R\$ 2 bilhões no ano de 2015, R\$ 3 bilhões em 2016, R\$ 4 bilhões em 2017 e R\$ 4 bilhões no ano de 2018;

- os percentuais de excedente em óleo da União, sendo de 47,42% em Búzios, 48,53% no Entorno de Iara, 46,53% em Florim e 47,62% em Nordeste de Tupi.

A Petrobras considera que os parâmetros aprovados pelo CNPE conferirão condições equivalentes de atratividade em comparação ao que se espera do campo de Libra.

As estimativas efetuadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP indicam que estas quatro áreas podem conter volumes adicionais entre 9,8 e 15,2 bilhões de barris de óleo equivalente, conforme Tabela 2.4.

Tabela 2.4 Volumes adicionais ao Contrato de Cessão Onerosa

Áreas	Volumes Adicionais ao Contrato de Cessão Onerosa (barris equivalentes de petróleo)
Búzios	entre 6,5 bilhões e 10 bilhões
Entorno de Iara	entre 2,5 bilhões e 4 bilhões
Florim	entre 300 milhões e 500 milhões
Nordeste de Tupi	entre 500 milhões e 700 milhões

A evolução das estimativas sobre o volume de óleo recuperável, custos, investimentos e cronograma dos sistemas de produção oriundos dos volumes excedentes serão divulgados pela Petrobras à medida que os contratos de partilha sejam assinados e iniciem as atividades sob esse regime, em coexistência aos projetos já em desenvolvimento da cessão onerosa. Não haverá modificação no planejamento do desenvolvimento dos 5 bilhões de barris de óleo equivalente contratados sob cessão onerosa e/ou no processo de revisão previsto no contrato de cessão onerosa.

As ações relacionadas às decisões do CNPE já foram iniciadas visando à assinatura dos contratos de partilha para os volumes excedentes da cessão onerosa, após as devidas aprovações da administração da Petrobras.

Em suma, com importantes descobertas no Pré-Sal, a Petrobras pode agregar grandes volumes de óleo recuperável, conforme

mostrado na Tabela 2.5.

Registre-se, ainda, a existência de outras áreas, como, por exemplo, Carcará, Júpiter, Caramba, Tartaruga Mestiça, Tartaruga Verde, Jubarte etc, que podem aumentar muito os volumes de óleo recuperável da Petrobras.

Tabela 2.5 Volumes recuperáveis da Petrobras no Pré-Sal

Nome	% Volume recuperável total (Bilhões de barris equivalentes)			Volume recuperável da Petrobras (Bilhões de barris equivalentes)
	Concessão	Cessão Onerosa	Partilha de Produção	% da Petrobras (ver coluna com o nome)
Tupi e Iracema (campo de Lula) (65%)	8,300	-	-	5,395
Sul de Tupi (campo de Sul de Lula) (100%)	-	0,128	-	0,128
Nordeste de Tupi (campo de Sépia) (100%)	-	0,428	0,600	1,028
Florim (campo de Itapu) (100%)	-	0,467	0,400	0,867
Iara (campos de Berbigão, Sururu e Atapu) (65%)	3,500	-	-	2,275
Entorno de Iara (campos de Berbigão, Sururu e Atapu) (100%)	-	0,600	3,250	3,850
Sul de Guará (Sul de Sapinhoá) (100%)	-	0,319	-	0,319
Sapinhoá (45%)	2,100	-	-	0,945
Franco (Búzios) (100%)	-	3,056	8,250	11,306
Libra (40%)	-	-	10,000	4,000
Carioca (Lapa) (45%)	0,459	-	-	0,207
<b>TOTAL</b>	-	-	-	<b>30,320</b>

### 3. Ativos da área de Abastecimento

Ao final de 2014, o parque de refino brasileiro passou a contar com 17 refinarias, em razão da entrada em operação da Refinaria do Nordeste – Rnest, com capacidade para processar 2,4 milhões de barris por dia – mmbpd, valor 6,8% maior que em 2013.

A capacidade de refino medida em barris por dia-calendário, considerando-se uma utilização de 94,3%, foi de 2,23 milhões de barris por dia. Para evitar mais importações de derivados de petróleo, esse fator permaneceu em níveis elevados, buscando atender ao consumo interno de combustíveis.

Treze dessas refinarias pertencem à Petrobras e respondem por 98,2% da capacidade total, sendo a Refinaria de Paulínia – Replan (SP) a de maior capacidade instalada: 434 mil barris por dia ou 18,5% do total nacional. As refinarias privadas são Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA). A Tabela 3.1 mostra a evolução do parque nacional de refino.

Tabela 3.1 Evolução do parque nacional de refino

REFINARIAS (UNIDADE DA FEDERAÇÃO)	CAPACIDADE DE REFINO (BARRIL/DIA)									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>TOTAL<sup>1</sup></b>	<b>2.044.054</b>	<b>2.044.054</b>	<b>2.063.552</b>	<b>2.076.604</b>	<b>2.092.643</b>	<b>2.092.643</b>	<b>2.115.859</b>	<b>2.105.795</b>	<b>2.203.287</b>	<b>2.352.262</b>
Riograndense (RS)	16.983	16.983	16.983	16.983	16.983	16.983	17.014	17.014	17.014	17.014
Lubnor (CE)	6.919	6.919	6.919	8.177	8.177	8.177	8.177	8.177	8.177	8.177
Manguinhos (RJ)	13.838	13.838	13.838	13.838	13.838	13.838	13.838	13.838	13.838	13.838
Recap (SP)	53.463	53.463	53.463	53.463	53.463	53.463	53.463	53.463	53.463	53.463
Reduc (RJ)	242.158	242.158	242.158	242.158	242.158	242.158	242.158	242.158	242.158	242.158
Refap (RS)	188.695	188.695	188.695	188.695	188.695	188.695	201.274	201.274	201.274	201.274
Regap (MG)	150.956	150.956	150.956	150.956	150.956	150.956	150.956	150.956	150.956	166.051
Reman (AM)	45.916	45.916	45.916	45.916	45.916	45.916	45.916	45.916	45.916	45.916
Repar (PR)	188.695	188.695	201.274	220.144	220.144	220.144	220.144	207.564	207.564	207.564
Replan (SP)	364.810	364.810	364.810	383.679	415.128	415.128	415.128	415.128	415.128	433.998
Revap (SP)	251.593	251.593	251.593	251.593	251.593	251.593	251.593	251.593	251.593	251.593
RLAM (BA) <sup>2</sup>	322.982	322.982	322.982	295.307	279.897	279.897	279.897	279.897	377.389	377.389
RPBC (SP)	169.825	169.825	169.825	169.825	169.825	169.825	169.825	169.825	169.825	169.825
RPCC (RN)	27.222	27.222	27.222	27.222	27.222	27.222	35.223	37.739	37.739	37.739
Rnest (PE) <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	115.009
Univen (SP)	-	-	6.919	6.919	6.919	6.919	9.158	9.158	9.158	9.158
Dax Oil (BA)	-	-	-	1.730	1.730	1.730	2.095	2.095	2.095	2.095
<b>Total<sup>4</sup> (barril/dia-calendário)</b>	<b>1.941.851</b>	<b>1.941.851</b>	<b>1.960.375</b>	<b>1.972.774</b>	<b>1.988.011</b>	<b>1.988.011</b>	<b>2.010.066</b>	<b>2.000.505</b>	<b>2.093.123</b>	<b>2.234.648</b>
<b>Fator de Utilização<sup>5</sup> (%)</b>	<b>89,6</b>	<b>90,3</b>	<b>91,1</b>	<b>89,9</b>	<b>91,1</b>	<b>91,2</b>	<b>92,8</b>	<b>96,3</b>	<b>98,2</b>	<b>94,3</b>

FONTE: ANP/SRP, conforme as Resoluções ANP n° 16/2010 e 17/2010.

<sup>1</sup>Capacidade nominal em barris/dia. <sup>2</sup>A RLAM tem uma fábrica de asfalto com capacidade de 3.773,9 barris/dia. <sup>3</sup>Autorizada a processar, inicialmente, 70.000 barris/dia. <sup>4</sup>Capacidade de refino calendário-dia, considerando-se o fator médio de 95%. <sup>5</sup>Fator de utilização das refinarias, considerando o petróleo processado no ano.

Em 2014, foi processada uma carga de 2,1 milhões de barris por dia pelo parque de refino nacional, dividida entre 2,07 milhões de barris por dia de petróleo (98,4% da carga total) e 34,7 mil barris por dia de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados).

Nesse ano, houve um acréscimo de 51,6 mil barris por dia, o que corresponde a um aumento de 2,5% no volume de petróleo processado em relação a 2013, dos quais mais 45,4 mil barris por dia de petróleo nacional e mais 9,4 mil barris por dia de outras cargas.

Do petróleo total processado em 2014, 81,7% foram de origem nacional e 18,3% importada. A África, seguindo a tendência dos últimos anos, manteve-se como a principal região fornecedora de petróleo importado: 253 mil barris por dia, correspondente a 66,7% do total de petróleo importado processado, com destaque para o aumento do óleo originário de Angola e Nigéria, e o decréscimo do óleo da Argélia.

O petróleo nigeriano continuou sendo o de maior volume processado nas refinarias brasileiras: 218,9 mil barris por dia, equivalente a 57,7% do petróleo importado processado.

Houve redução significativa do processamento de petróleo procedente da Arábia Saudita, parcialmente compensado pelo aumento da importação do óleo do Iraque e importação do Coveite, país que não figurava entre os fornecedores de petróleo para o Brasil nos últimos anos.

Outro destaque negativo foi a redução no processamento de petróleo proveniente do Reino Unido. Por sua vez, houve acréscimo no volume de petróleo processado da América do Sul (Colômbia). A Tabela 3.2 mostra o volume de carga processada no Brasil por origem do petróleo.

Tabela 3.2 Volume de carga processada no Brasil por origem do petróleo

REGIÕES GEOGRÁFICAS, PAÍSES E BLOCOS ECONÔMICOS	VOLUME DE CARGA PROCESSADA (BARRIL/DIA)										14/13 %
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>1.740.720</b>	<b>1.752.692</b>	<b>1.786.809</b>	<b>1.773.469</b>	<b>1.810.386</b>	<b>1.813.257</b>	<b>1.864.502</b>	<b>1.926.718</b>	<b>2.055.343</b>	<b>2.106.892</b>	<b>2,51</b>
Outras cargas <sup>2</sup>	31.210	38.445	30.574	35.277	34.211	38.507	33.288	30.075	25.260	34.681	37,29
Petróleo <sup>1</sup>	1.709.510	1.714.247	1.756.235	1.738.193	1.776.175	1.774.749	1.831.214	1.896.643	2.030.082	2.072.211	2,08
Nacional <sup>3</sup>	1.344.754	1.348.663	1.352.824	1.343.476	1.388.603	1.427.417	1.476.585	1.537.632	1.647.328	1.692.732	2,76
Importado <sup>3</sup>	364.756	365.584	403.411	394.717	387.572	347.332	354.629	359.011	382.754	379.479	-0,86
<b>América do Norte</b>	-	-	-	-	-	-	<b>5.486</b>	<b>5.276</b>	<b>15</b>	<b>192</b>	<b>1.147,17</b>
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-	5.486	5.276	15	192	1.147,17
<b>Américas Central e do Sul</b>	<b>17.412</b>	<b>8.075</b>	<b>6.893</b>	<b>6.436</b>	<b>9.105</b>	<b>731</b>	<b>5.230</b>	<b>9.320</b>	<b>6.468</b>	<b>8.763</b>	<b>35,48</b>
Argentina	4.602	875	787	0	8.357	731	2.156	9.320	3.866	1.252	-67,61
Bolívia	8.726	6.678	2.231	2.974	-	-	-	-	-	-	..
Colômbia	-	-	3.875	3.462	-	-	-	-	2.603	6.614	154,14
Equador	4.085	522	-	-	-	-	-	-	-	-	..
Peru	-	-	-	-	-	-	3.073	-	-	-	..
Trinidad e Tobago	-	-	-	-	-	-	0	-	-	896,52	..
Venezuela	0	-	-	-	748	-	-	-	-	-	..
<b>Europa</b>	<b>12.484</b>	<b>2.895</b>	<b>1.518</b>	<b>3.675</b>	<b>8.065</b>	<b>3.834</b>	<b>7.185</b>	<b>5.655</b>	<b>23.673</b>	<b>10.506</b>	<b>-55,62</b>
Noruega	-	-	-	-	-	93	-	-	-	-	..
Reino Unido	12.484	2.895	1.518	3.675	8.065	3.742	7.185	5.655	23.673	10.506	-55,62
<b>Ex-União Soviética</b>	-	<b>2.742</b>	<b>12.380</b>	<b>7</b>	-	<b>2.809</b>	<b>38</b>	-	-	-	..
Azerbaijão	-	2.742	11.306	7	-	-	-	-	-	-	..
Rússia	-	-	1.074	-	-	2.809	38	-	-	-	..
<b>Oriente Médio</b>	<b>100.756</b>	<b>94.179</b>	<b>89.337</b>	<b>91.153</b>	<b>94.592</b>	<b>93.858</b>	<b>97.226</b>	<b>94.012</b>	<b>100.598</b>	<b>97.123</b>	<b>-3,45</b>
Arábia Saudita	64.909	66.626	55.054	58.523	63.488	66.412	72.848	71.027	79.601	67.080	-15,73
Coveíte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.528	..
Iraque	35.848	27.553	34.283	32.630	31.104	27.447	24.378	22.985	20.997	27.515	31,04
<b>África</b>	<b>234.102</b>	<b>257.693</b>	<b>293.283</b>	<b>292.957</b>	<b>271.312</b>	<b>244.296</b>	<b>223.536</b>	<b>234.126</b>	<b>241.855</b>	<b>252.963</b>	<b>4,59</b>
Angola	4.211	20.376	33.213	53.326	4.457	13.090	6.467	1.965	13.815	25.973	88,01
Argélia	98.972	50.583	30.395	36.555	21.003	16.604	5.802	22.681	16.796	2.551	-84,81
Camarões	-	-	-	-	-	2.249	-	-	-	-	..
Congo (Brazzaville)	2.768	17.731	11.521	3	-	-	2.552	-	-	-	..
Gana	83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	..
Guiné Equatorial	-	-	5.343	9.036	3.816	9.754	6.456	4	-	5.527	..
Libia	-	7.305	36.152	33.029	36.576	5.958	-	-	1.675	3	-99,79
Nigéria	128.069	161.698	176.660	161.008	205.460	196.641	202.259	209.476	209.569	218.908	4,46
<b>Ásia-Pacífico</b>	-	-	-	<b>489</b>	<b>4.498</b>	<b>1.803</b>	<b>15.928</b>	<b>10.622</b>	<b>10.144</b>	<b>9.932</b>	<b>-2,09</b>
Austrália	-	-	-	489	4.498	1.803	15.729	10.072	10.144	9.932	-2,09
Indonésia	-	-	-	-	-	-	199	550	-	-	..

FONTES: Manguinhos, Riograndense, Univen, Dax Oil e Petrobras/Abastecimento.

<sup>1</sup>Refere-se ao volume de carga fresca processada nas unidades de destilação primárias. <sup>2</sup>Inclui resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados que são reprocessados nas unidades de destilação atmosféricas juntamente com as cargas de petróleo e condensado. <sup>3</sup>Inclui petróleo e condensado.

A Figura 3.1 mostra o volume de petróleo refinado e capacidade de refino de cada uma das unidades localizadas no Brasil.

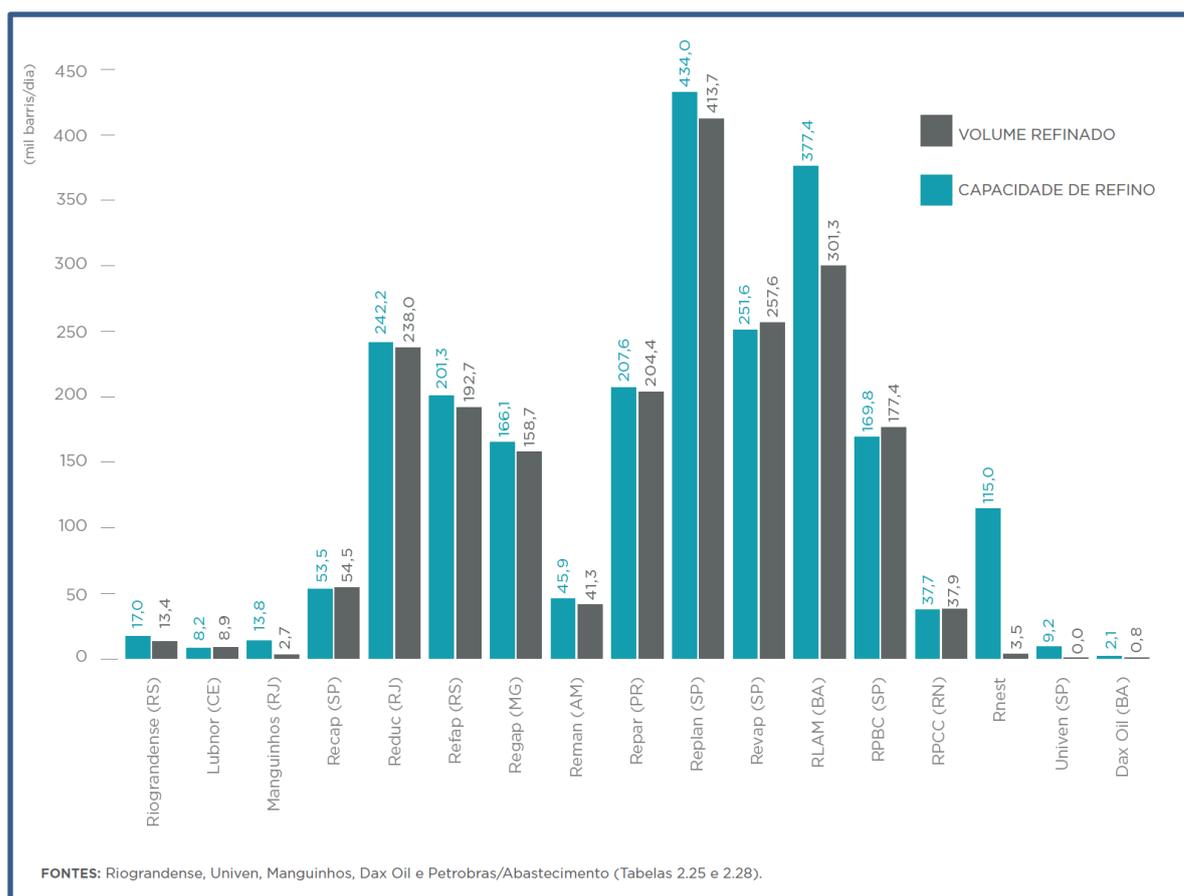


Figura 3.1 Capacidade de refino e volume refinado em 2014

Como mostrado na Figura 3.1, é muito baixo o volume de petróleo refinado nas refinarias privadas. Em 2014, a empresa Riograndense refinou, em média, 13,4 mil barris por dia. Essa refinaria foi inaugurada em 1937, na cidade do Rio Grande (RS), dando início ao processo de refino de petróleo no Brasil e dando origem às Empresas de Petróleo Ipiranga.

Em março de 2007 o controle acionário das Empresas de Petróleo Ipiranga foi vendido. A Refinaria foi adquirida pela Petrobras, Ultrapar e Braskem. Nesse período, a empresa celebrou um contrato de industrialização com a Petrobras.

Em 2014, a Refinaria de Mangueiros refinou, em média, 2,7 mil barris por dia. Essa Refinaria fazia parte de um projeto do governo do Presidente Eurico Gaspar Dutra. Apesar do monopólio estatal do petróleo, instituído em 1953 com a criação da Petrobras, a Refinaria de Mangueiros

conseguiu o direito de manter seu capital privado.

Inaugurada em 1954, passou a reduzir suas atividades em meados dos anos 2000, ainda sob o controle da família Peixoto de Castro, até ser comprada. A Refinaria é considerada uma empresa de quarto nível de risco, segundo um levantamento da Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente – FEEMA.

Está instalada em uma área de manguezal, ao lado da FIOCRUZ. Com o tempo, o número de comunidades carentes ao redor da Refinaria aumentou, sendo atualmente 25. Algumas dessas comunidades estão localizadas a apenas 20 metros de distância dos muros da unidade.

Em 2014, a Dax Oil refinou, em média, 0,8 mil barris por dia. A empresa foi inaugurada em outubro de 2010 e trabalha com a produção de nafta, óleo combustível, óleo diesel e outros fluidos. A fábrica tem o objetivo de solucionar a dificuldade dos produtores independentes de comercializar a produção em pequena escala. Nesse ano, a Univen Refinaria de Petróleo não refinou petróleo, apesar de sua capacidade nominal ser 9,2 mil barris por dia.

Com relação à infraestrutura de gás natural, em 2014, houve processamento em 15 polos produtores, que juntos somavam 98,9 milhões de m<sup>3</sup> por dia de capacidade nominal. Houve aumento da capacidade de processamento em Caraguatatuba, de mais 6 milhões de m<sup>3</sup> por dia, e em Urucu, de mais 2,5 milhões de m<sup>3</sup> por dia, em comparação a 2013. O volume total processado no ano foi de 54,7 milhões de m<sup>3</sup> por dia, correspondente a 55,3% da capacidade total instalada.

Na comparação com 2013, o processamento de gás natural registrou crescimento de 7,1%. Os polos de Cabiúnas, no Rio de Janeiro, Urucu, no Amazonas, e Caraguatatuba, em São Paulo, foram responsáveis por cerca de 60% do volume total de gás natural processado.

Como resultado do processamento de gás natural, os polos produziram pouco mais de 2,6 milhões de m<sup>3</sup> de gás liquefeito de petróleo – GLP, 1,2 milhão de m<sup>3</sup> de C5+ (gasolina natural), 233,3 mil m<sup>3</sup> de etano, 653 mil m<sup>3</sup> de propano e 18,4 bilhões de m<sup>3</sup> de gás seco. A Tabela 3.3 mostra a capacidade de

processamento de gás natural por polo produtor.

Tabela 3.3 Capacidade de processamento de gás natural por polo produtor

POLOS PRODUTORES	CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO (MIL M <sup>3</sup> /DIA) <sup>1</sup>									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>TOTAL</b>	<b>45.636</b>	<b>47.036</b>	<b>53.036</b>	<b>62.036</b>	<b>66.896</b>	<b>76.396</b>	<b>90.396</b>	<b>90.396</b>	<b>90.396</b>	<b>96.390</b>
Urucu	9.706	9.706	9.706	9.706	9.706	9.706	9.706	9.706	9.706	12.200
Lubnor	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Guamaré	4.300	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700
Pilar	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
Atalaia	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Candeias	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900
Santiago <sup>2</sup>	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	1.900
Estação Vandemir Ferreira	-	-	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Cacimbas	-	-	-	9.000	9.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000
Sul Capixaba	-	-	-	-	-	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Reduc	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500
Cabiúnas	12.380	12.380	12.380	12.380	17.240	17.240	17.240	17.240	17.240	17.240
RPBC	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300
Caraguatatuba	-	-	-	-	-	-	14.000	14.000	14.000	20.000

FONTE: ANP/SRP, conforme as Resoluções ANP n° 16/2010 e n° 17/2010.

<sup>1</sup>Volume no estado gasoso. <sup>2</sup>Inclui as UPGNs de Catu e Bahia até 2013. A partir de 2014 inclui somente Catu.

A Figura 3.2 mostra a localização das unidades de refino e de processamento de gás natural. Conforme mostrado nessa Figura, são poucas unidades e com grande concentração no litoral.

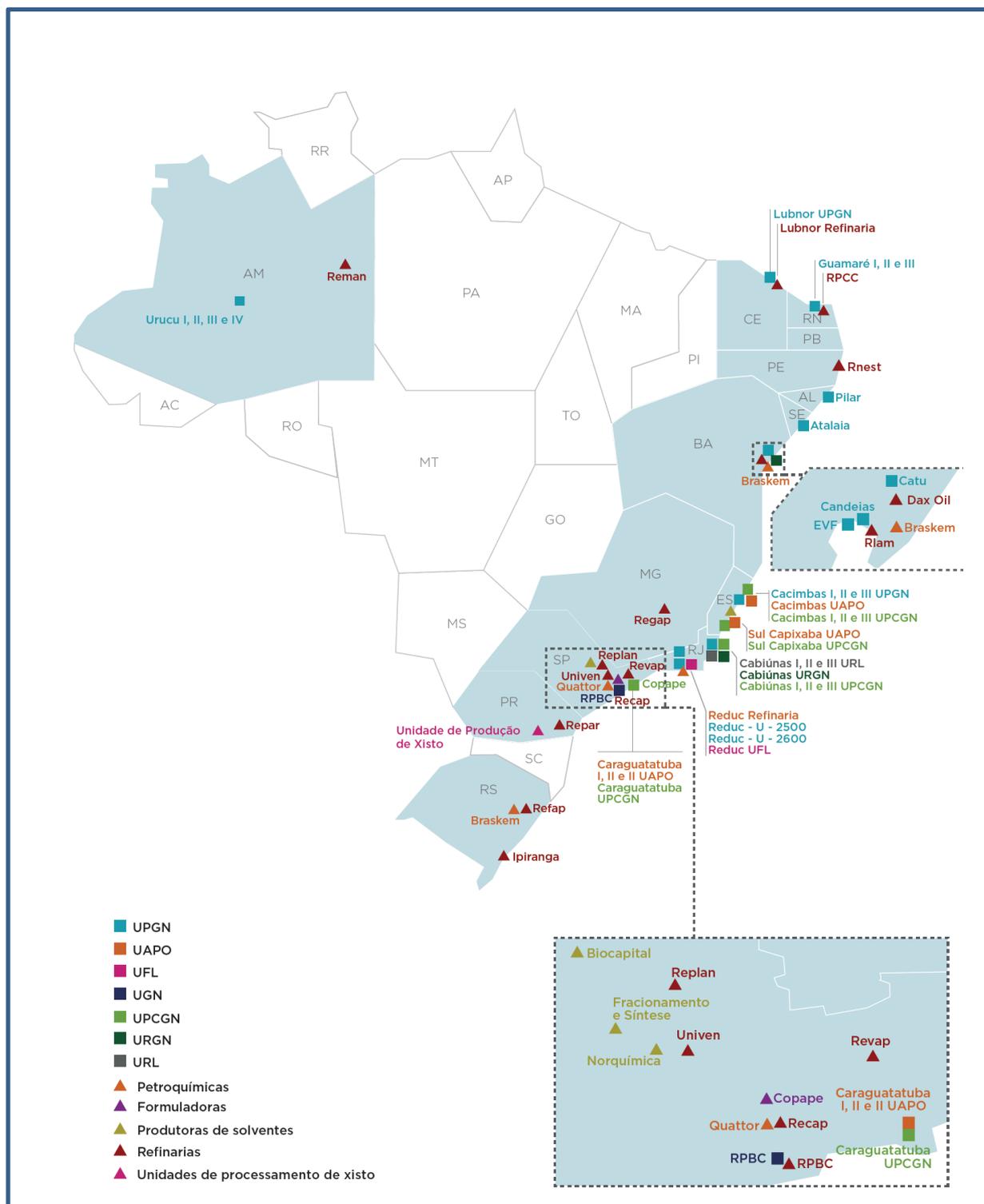


Figura 3.2 Unidades de refino e processamento de gás natural

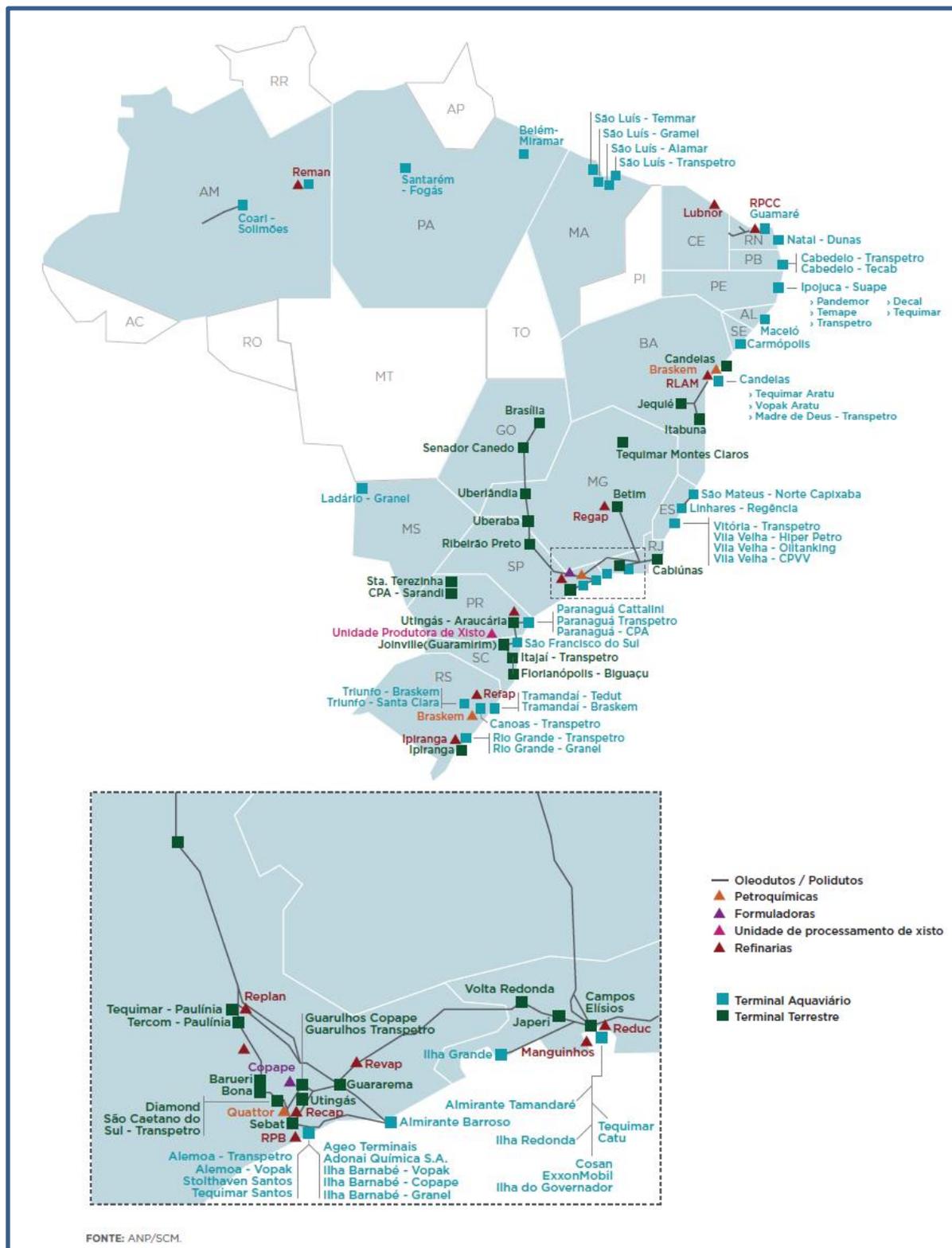
O Brasil conta, ainda, com 97 terminais autorizados, sendo 9 centros coletores de etanol, 55 terminais aquaviários e 33 terminais terrestres, totalizando 1.777 tanques. A capacidade nominal de armazenamento era de 12,7

milhões de metros cúbicos, dos quais 5,4 milhões destinados ao petróleo, 6,9 milhões aos derivados e ao etanol e 328,9 mil ao gás liquefeito de petróleo – GLP.

Os terminais aquaviários concentravam a maior parte da capacidade nominal de armazenamento, 8,9 milhões de metros cúbicos, e contavam com 1.350 tanques autorizados.

Com relação aos 601 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos, eles perfaziam, em 2012, 19,7 mil km de extensão. Com extensão de 11,7 mil km, 110 dutos destinavam-se à movimentação de gás natural.

A Figura 3.3 mostra a localização dos terminais.



FONTE: ANP/SCM.

Figura 3.3 Localização dos terminais

A Figura 3.4 mostra a rede de gasodutos no Brasil em 2012.



#### 4. Preços e custos de extração e refino

A Petrobras apresenta baixos custos de refino, inferiores a US\$ 3 por barril, e de extração do petróleo, de cerca de US\$ 12 por barril, conforme mostrado na Figura 4.1.

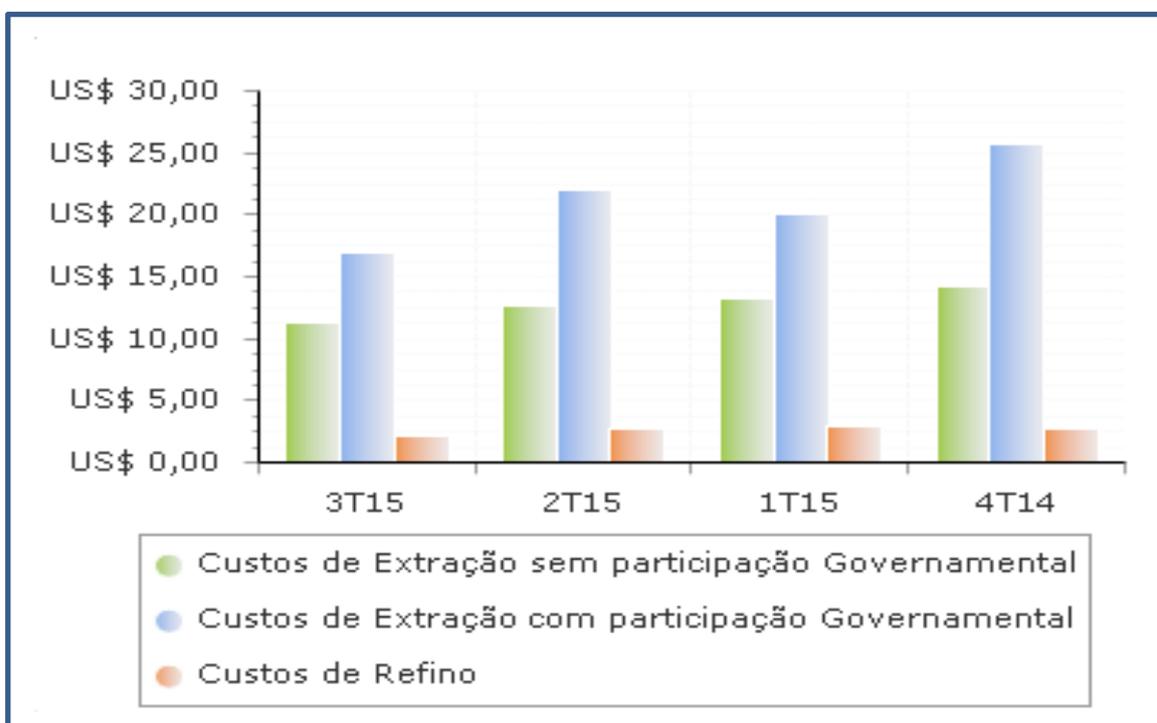


Figura 4.1 Custos de extração e refino da Petrobras.

No terceiro trimestre de 2015, o custo de extração da Petrobras foi de apenas US\$ 11,24 por barril. Com a queda do preço do petróleo, houve grande redução no pagamento de participação governamental. A Figura 4.2 mostra a variação do preço médio do petróleo. No terceiro trimestre de 2015, a Petrobras pagou apenas US\$ 5,68 por barril a título de participação governamental. Desse modo, no terceiro trimestre de 2015, a Petrobras pagou apenas US\$ 16,92 por barril, somados o custo de extração e a participação governamental.

Somando-se outros custos, tais como exploração, depreciação e amortização, pesquisa e desenvolvimento, e custos gerais de venda, chega-se a um custo total de US\$ 22,48, sem considerar a participação governamental. Computada essa participação, obtém-se um custo final de US\$ 28,16 por barril, valor bem inferior ao preço do barril produzido, atualmente cerca de US\$ 38 por barril.

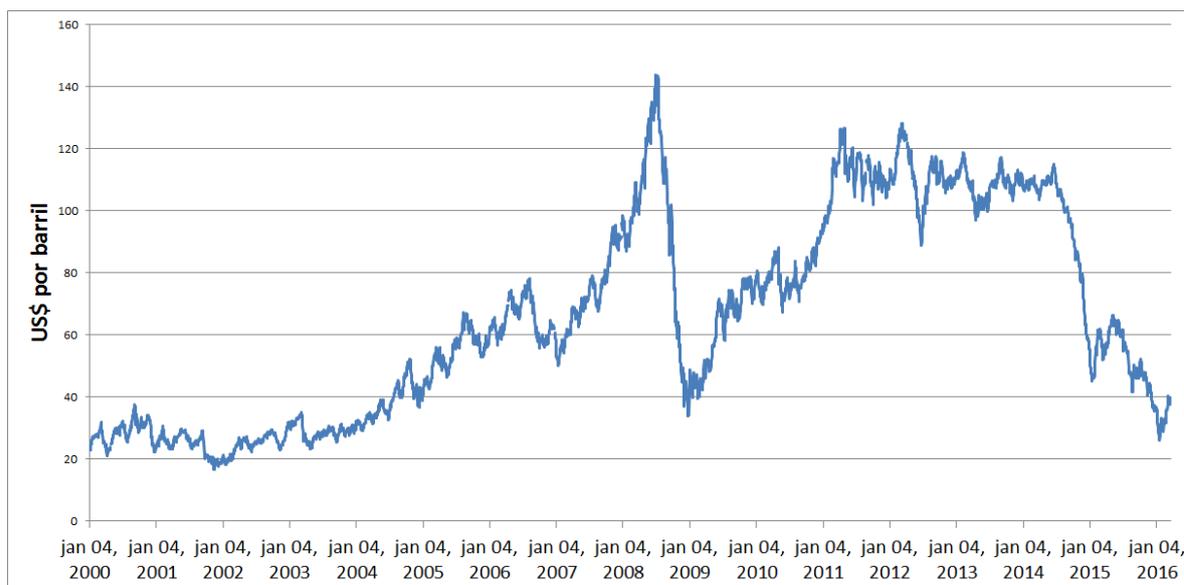


Figura 4.2 Evolução do preço do Brent

Conforme mostrado na Figura 4.1, o custo de refino da Petrobras é inferior a US\$ 3 por barril. Somados os custos de produção de petróleo e de refino, o custo total médio dos derivados seria da ordem de US\$ 31 por barril.

Importa registrar que o custo da Petrobras para a produção de derivados é muito menor que o preço de realização nas refinarias, sendo extremamente rentável para a empresa a verticalização das suas atividades.

Destaque, ainda, que, em apresentação na *Offshore Technology Conference – OTC*, realizada em maio de 2015, nos Estados Unidos, a Diretora da Petrobras, Sra. Solange Guedes, mostrou que o custo de extração no Pré-Sal era, à época, US\$ 9,1 por barril, valor abaixo da média da estatal, de US\$ 14,6 por barril, e da média das empresas do setor, de US\$ 15 por barril.

Segundo Guedes (2016), houve uma redução do custo de extração do Pré-Sal de US\$ 9,1 por barril, em 2014, para US\$ 8,3 por barril, nos primeiros nove meses do ano de 2015.

## 5. Resultados financeiros e *impairments*

No ano de 2015, a Petrobras apresentou um prejuízo de R\$ 34,84 bilhões, ocasionado por *impairments*<sup>7</sup>, que são reduções ao valor recuperável de ativos e de investimentos, além de despesas de juros e perda cambial.

O EBITDA ajustado<sup>8</sup> foi de R\$ 73,86 bilhões em 2015, valor 25% superior ao de 2014, em razão dos maiores preços de diesel e gasolina, além da redução dos gastos com participações governamentais e importações de petróleo e derivados.

Houve, ainda, um fluxo de caixa livre positivo de R\$ 15,63 bilhões em 2015, comparado ao fluxo de caixa livre negativo de R\$ 19,55 bilhões em 2014.

O endividamento líquido de US\$ 392,0 bilhões ao final de 2015 foi 5% inferior em relação ao do final de 2014.

O prazo médio da dívida, de 6,10 anos em 2014, elevou-se para 7,14 anos ao final de 2015.

Houve, contudo, uma redução de R\$ 10,83 bilhões nos investimentos da empresa. Os investimentos de R\$ 87,15 bilhões, em 2014, foram reduzidos para R\$ 76,32 bilhões em 2015.

Em 2015, o lucro bruto consolidado da Petrobras foi de R\$ 98,5 bilhões, assim distribuídos: Exploração e Produção – E&P: R\$ 34,19 bilhões, Abastecimento – Abast: R\$ 46,02 bilhões, Gás e Energia: R\$ 8,70 bilhões, Bicom bustíveis: R\$ (77) milhões, Distribuição: R\$ 8,41 bilhões e uma eliminação de R\$ (1,34) bilhão. Observa-se, então, que as principais áreas da Petrobras, E&P e Abast, apresentaram expressivos lucros brutos.

Importa registrar que o lucro bruto é a diferença entre a receita de vendas e o custo dos produtos vendidos. Em última análise, o lucro bruto representa o “verdadeiro” desempenho operacional da empresa e mostra

---

<sup>7</sup> Na aplicação do teste de redução ao valor recuperável de ativos, o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa é comparado com o seu valor recuperável. O valor recuperável é o maior valor entre o valor líquido de venda de um ativo e seu valor em uso. Considerando-se as particularidades dos ativos da Companhia, as sinergias do sistema Petrobras e a expectativa de utilização dos ativos até o final da vida útil, o valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado.

<sup>8</sup> Lucro líquido antes do resultado financeiro líquido, imposto de renda/contribuição social, depreciação/amortização, participação em investimentos e perda no valor recuperável.

que a Petrobras tem um custo de produção menor que o preço de venda.

Apesar de ter alto lucro bruto de R\$ 98,5 bilhões, a Petrobras apresentou, no ano de 2015, um prejuízo contábil de R\$ 34,84 bilhões. Esse prejuízo de R\$ 34,84 bilhões em 2015 foi ocasionado pelas seguintes deduções:

- R\$ 49,75 bilhões, decorrente de *impairment* de ativos e de investimentos, principalmente em função do declínio dos preços do petróleo e incremento nas taxas de desconto, reflexo do aumento do risco Brasil pela perda do grau de investimento; e
- R\$ 32,91 bilhões, despesas de juros e perda cambial.

Do *impairment* total de R\$ 49,75 bilhões, R\$ 38,29 bilhões de baixas contábeis ocorreram na área de E&P, sendo R\$ 33,7 bilhões relativos a campos de produção no Brasil e R\$ 2,5 bilhões relativos a campos de produção no exterior. Também houve baixas contábeis relativas a equipamentos vinculados à área de E&P.

O campo de produção no Brasil que apresentou o maior *impairment* foi Papa-Terra, equivalente a R\$ 8,72 bilhões. Houve, inclusive, uma revisão geológica do reservatório de Papa-Terra, localizado no horizonte geológico do Pós-Sal da Bacia de Campos.

Não se questiona a decisão de a Petrobras contabilizar uma perda no valor de recuperação de Papa-Terra. No entanto, chama a atenção o fato de a empresa não ter registrado ganho no valor de recuperação de campos de produção como Lula e Sapinhoá, localizados no Pré-Sal da Bacia de Santos, e como Jubarte, localizado na Bacia do Espírito Santo.

Para o campo de Lula, localizado na área antes denominada Tupi, a Petrobras apresentou uma estimativa de volume recuperável de 3 a 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo (Azevedo, 2009). No entanto, segundo Nota do Ministério de Minas Energia (MME, 2013), o volume recuperável de Lula é superior a 8 bilhões de barris.

Além do grande volume recuperável, os poços do campo de Lula têm produtividades muito acima do esperado. Segundo Fraga (2012), "Categoricamente, nossa avaliação hoje em relação ao Pré-Sal é muito melhor do que tínhamos há alguns anos. Cada um pode escrever o que quiser, mas essa é

a mais pura realidade". Quatro campos de Lula chegaram à meta esperada para seis poços.

No caso do campo de Sapinhoá, localizado na área antes denominada Guará, a Petrobras apresentou, inicialmente, uma estimativa de volume recuperável de 1,1 a 2 bilhões de barris equivalentes de petróleo (Azevedo, 2009). No entanto, segundo informações mais recentes da Petrobras<sup>9</sup>, o volume recuperável de Sapinhoá é 2,1 bilhões de barris. Entretanto, o que mais chama a atenção são as altas produtividades desse campo.

De acordo com Formigli (2014), a Petrobras tem registrado produtividade de 30 mil barris diários a 35 mil barris diários nos poços dos campos de Lula e Sapinhoá. Na aprovação dos projetos, a estatal tomou como premissa uma produtividade de 25 mil barris por dia.

Conforme mostrado na Tabela 5.1, entre os 20 poços de maior produção no Brasil, 18 estão localizados nos campos de Sapinhoá e Lula, que chegam a apresentar uma produção de óleo equivalente próxima de 50 mil barris por dia. Nessa produção, computa-se tanto o petróleo quanto o gás natural.

Se no caso do campo de Papa-Terra houve uma perda no valor de recuperação do ativo, no caso de Lula, Sapinhoá e Jubarte deveria ter havido um ganho no valor de recuperação desses ativos.

Também é importante mencionar a evolução das avaliações do campo de Búzios, cuja área era chamada de Franco. Nos termos do contrato de cessão onerosa, o volume cedido pela União para a Petrobras nessa área foi de 3,056 bilhões de barris de óleo equivalente a um valor de US\$ 9,04 por barril.

No ano de 2010, antes da assinatura desse contrato, relatório da certificadora Gaffney, Cline & Associates - GCA (2010), contratada pela ANP, estimou em 5,45 bilhões de barris o volume recuperável mais provável na área de Franco.

---

<sup>9</sup> [http://www.acionista.com.br/rx/petrobras/290212\\_ifrs.pdf](http://www.acionista.com.br/rx/petrobras/290212_ifrs.pdf)

Tabela 5.1 Poços de maior produção de óleo equivalente no Brasil

Nº	Nome ANP do Poço	Campo	Bacia	Localização	Operador	Produção (boe/d)
1	7SPH7DSPA	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	46.992
2	7LL27RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	44.582
3	7JUB34HESS	Jubarte	Campos	Mar	Petrobras	41.315
4	9LL20DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	40.209
5	4BRSA711RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	40.044
6	7LL36ARJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	37.515
7	9LL2RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	36.262
8	7SPH8SPA	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	34.424
9	7LL41DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	34.398
10	7LL28DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	33.892
11	7LL3DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	33.781
12	7SPH1SPA	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	33.156
13	7SPH5SPA	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	32.529
14	7LL22DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	32.139
15	7LL31DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	31.579
16	9BRSA716RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	30.524
17	3BRSA788SPA	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	28.484
18	7SPH4DSPA	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	27.999
19	3BRSA496RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	27.380
20	7JUB57DPAESS	Jubarte	Campos	Mar	Petrobras	24.972
21	9LL19RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	22.711
22	7SPH2DSPA	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	22.475
23	7JUB58DPAESS	Jubarte	Campos	Mar	Petrobras	22.234
24	7RO41DRJS	Roncador	Campos	Mar	Petrobras	21.855
25	7RO129HRJS	Roncador	Campos	Mar	Petrobras	21.169
26	7BAZ8ESS	Baleia Azul	Campos	Mar	Petrobras	20.720
27	7BFR7ESS	Baleia Franca	Campos	Mar	Petrobras	18.863
28	7BFR12PAESS	Baleia Franca	Campos	Mar	Petrobras	18.177
29	7RO158HPRJS	Roncador	Campos	Mar	Petrobras	17.651
30	6BRSA639ESS	Jubarte	Campos	Mar	Petrobras	17.526

Fonte: ANP/SDP/Sigep  
Nov/2015

O contrato de cessão onerosa pode ter estabelecido um baixo volume recuperável em razão de o relatório da certificadora DeGolyer and MacNaughton (2010), contratada pela Petrobras, ter indicado volumes recuperáveis mais prováveis de apenas 1,71 bilhão de barris em Franco. No entanto, Franco apresenta volumes recuperáveis de 9,056 bilhões de barris a 13,056 bilhões de barris<sup>10</sup>.

As baixas estimativas de volumes recuperáveis não ocorreram apenas em Franco. Elas ocorreram em quase todas as áreas da

<sup>10</sup> <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-da-cessao-onerosa.htm>

cessão onerosa. A Tabela 5.2 detalha o volume contratado, o volume excedente mínimo, o volume excedente máximo, o volume total médio e o volume total máximo de cada área/bloco da cessão onerosa.

Conforme mostrado nessa Tabela, o Contrato de Cessão Onerosa previa um volume recuperável de 4,997 bilhões de barris equivalentes, mas o volume recuperável total pode chegar a 19,75 bilhões de barris equivalentes.

Também surpreendentes foram os testes de formação realizados nas várias áreas da cessão onerosa. Em Franco, no primeiro poço perfurado, foi indicado um potencial de produção de 50 mil barris de petróleo por dia. Essa produção é duas vezes maior que a considerada pela GCA (2010).

Tabela 5.2 Volumes adicionais ao Contrato de Cessão Onerosa

Área/Bloco	Volume da Cessão Onerosa (milhões de barris equivalentes)	Volume excedente mínimo (milhões de barris equivalentes)	Volume excedente máximo (milhões de barris equivalentes)	Volume total médio (milhões de barris equivalentes)	Volume total máximo (milhões de barris equivalentes)
Florim	466,968	300	500	866,968	966,968
Nordeste de Tupi	427,784	500	700	1027,784	1127,784
Búzios (Franco)	3056,000	6000	10000	11056	13056,000
Entorno de Iara	599,560	2500	4000	3849,56	4599,560
Sul de Tupi	128,051	-	-	-	-
Sul de Guará	319,107	-	-	-	-
TOTAL	4997,469	9300	15200	16800,31	19750,312

Na área de Abastecimento, foi registrado um *impairment* de R\$ 6,4 bilhões. Desse total, R\$ 5,3 bilhões decorrem de baixa contábil referente ao Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – Comperj.

Do valor de R\$ 32,91 bilhões, relativo a despesas de juros e perda cambial, R\$ 9,24 bilhões referem-se à perda cambial decorrente da depreciação de 47,0% do real sobre a exposição passiva média líquida em dólar e R\$ 2,1 bilhões referem-se à perda cambial decorrente da depreciação de 31,7% do real sobre a exposição passiva líquida em euro.

Não se questiona a decisão de a Petrobras contabilizar uma perda no valor de recuperação do Comperj. Contudo, chama a atenção o fato de

a empresa não ter registrado ganho no valor de recuperação de muitas refinarias da Petrobras já amortizadas. O valor recuperável dos ativos da área de Abastecimento, assim como os da área de E&P, devem ser avaliados globalmente.

Como já mencionado, a área de Abastecimento apresentou um lucro bruto de R\$ 46,02 bilhões em 2015. Os investimentos da Petrobras foram 12% inferiores em 2015, com destaque para a redução de 55% na área de Abastecimento. Em 2015, foram, então, investidos apenas R\$ 8,24 bilhões na área de Abastecimento. Isso indica que, mesmo com baixos investimentos, as refinarias estão apresentando uma alta lucratividade. Assim sendo, poderia ter havido ganho no valor de recuperação de várias ativos, principalmente de refinarias já amortizadas.

Em suma, o desempenho operacional da Petrobras, representado pelo seu lucro líquido, indica que não havia necessidade de provisionamento decorrente de testes de recuperabilidade de ativos. Se esse provisionamento não tivesse ocorrido, a Petrobras, em vez de um prejuízo recorde de R\$ 34,84 bilhões, teria apresentado lucro.

Ressalte-se, por fim, que o *impairment* também resultou no aumento da alavancagem da empresa de 58%, em 2014, para 60% em 2015. Esse aumento decorre da redução do valor dos ativos da empresa e, conseqüentemente, da redução do patrimônio líquido, que é a diferença entre o ativo e o passivo. Se o provisionamento decorrente de testes de recuperabilidade não tivesse ocorrido, a alavancagem da empresa teria sido reduzida.

Observa-se, então, o quão significativo foi para a empresa ter feito esse provisionamento, sem que tivesse havido ganho no valor de recuperação de ativos que estão subavaliados no patrimônio contábil da empresa.

## 6. Balanço patrimonial e ativos

A Petrobras apresentou, ao final de 2015, um ativo consolidado de R\$ 900,14 bilhões, assim distribuídos: Exploração e Produção – E&P: R\$ 483,4 bilhões, Abastecimento – Abast: R\$ 177,63 bilhões, Gás e Energia R\$ 76,02 bilhões, Bicom bustíveis R\$ 1,89 bilhão, Distribuição R\$ 20,59 bilhões, Corporativo: 154,07 bilhões, e uma eliminação de R\$ (13,45) bilhões.

Na área de E&P, o imobilizado apresentado ao final de 2015 foi de R\$ 428,45 bilhões. Desse total, R\$ 117,69 bilhões são ativos em construção, o que representa 27,5% do imobilizado total.

Grande parte desses ativos em construção está relacionada aos investimentos para produção de petróleo no Pré-Sal. Conforme mostrado na Figura 2.6, são 18 unidades de produção previstas para essa província.

Na área de Abastecimento, o imobilizado apresentado ao final de 2015 foi de R\$ 128,98 bilhões. Desse total, apenas R\$ 16,51 bilhões são ativos em construção, o que representa somente 12,8% do imobilizado total.

Observa-se, então, que ativos de R\$ 112,47 bilhões referentes à área de Abastecimento já estão construídos. Nesse valor de R\$ 112,47 bilhões, estão todas as refinarias da Petrobras em operação. Registre-se que o Comperj ainda não entrou em operação.

A Refinaria Potiguar Clara Camarão – RPCC e a Rnest são as únicas unidades de refino que entraram em operação recentemente. Antes delas, a refinaria mais nova era a Refinaria do Vale do Paraíba – Revap, que entrou em operação em 1980.

A Petrobras apresentou, ao final de 2015, um passivo de R\$ 642,21 bilhões. Os itens mais importantes do passivo da empresa são os financiamentos de R\$ 57,33 bilhões, no circulante, e de R\$ 435,31 bilhões no passivo não circulante.

O patrimônio líquido da Petrobras no final de 2015, que é o ativo de R\$ 900,14 bilhões menos o passivo de R\$ 642,21 bilhões, foi de R\$ 257,93 bilhões. Assim sendo, o *impairment* de R\$ 49,75 bilhões representou uma redução de 19,29% no patrimônio líquido da empresa.

Se não tivesse ocorrido esse *impairment*, a alavancagem da Petrobras teria sido reduzida de 58% para 56%, em vez de ter aumentado para

60%.

A questão do "valor real dos ativos" da Petrobras é bastante complexa. A empresa conta com uma série de ativos integrados que permitem a produção e venda de derivados cujos custos de produção são muito baixos. Essa é a razão pela qual a Petrobras apresenta lucros brutos consolidados tão altos.

Admitindo-se um valor do petróleo de US\$ 32 por barril, o custo de produção de um litro de óleo diesel, por exemplo, é de cerca de R\$ 0,55, enquanto seu valor no mercado internacional é de aproximadamente R\$ 1,08 por litro; o preço de realização da Petrobras é, atualmente, R\$ 1,696 por litro.

Observa-se, então, que o custo de produção do derivado é muito menor que o preço de venda, tanto no mercado interno quanto externo. Isso faz com que a Petrobras, historicamente, seja a empresa operacionalmente mais rentável do País.

Essa lucratividade decorre, principalmente, dos seus importantes "ativos": reservatórios do Pré-Sal e do Pós-Sal, terminais, dutos, refinarias e corpo técnico de excelência. Esses ativos estão relacionados ao fato de a Petrobras ter sido monopolista integral até 1997 e voltar a ser monopolista na operação do Pré-Sal e em áreas estratégicas a partir de 2010.

Os reduzidos custos da Petrobras para extração e refino do petróleo devem-se aos extraordinários recursos materiais e humanos da empresa. Dessa forma, é fundamental que os dirigentes da Petrobras, os auditores externos e seus acionistas tenham uma visão do valor real e da sinergia entre os ativos da empresa, e não avaliem isolada e seletivamente determinados projetos, como, por exemplo, o campo de Papa-Terra e o Comperj.

Se foi feita uma avaliação do campo de Papa-Terra e registrado um *impairment* de R\$ 8,72 bilhões, deveria também ter sido feita uma avaliação, por exemplo, do campo de Lula e registrado um ganho no valor de recuperação do ativo, em razão dos altos volumes recuperáveis e das altas produtividades dos poços, mais altas que as previstas no projeto.

Na área de Abastecimento, como a Petrobras é praticamente monopolista do refino, dos terminais e dutos no Brasil e tem seus preços administrados, as metodologias convencionais para estimativa do valor em uso ou do valor presente não fazem muito sentido.

A Figura 6.1 mostra a evolução dos preços praticados pela Petrobras e os preços no porto de Nova Iorque, no período de 2005 a fevereiro de 2016, referentes ao óleo diesel. Conforme mostrado na Figura 6.1, por longos períodos o preço de realização na Petrobras fica abaixo ou acima dos preços internacionais, representados pelos preços no porto de Nova Iorque. Em 2015, a Petrobras praticou preços acima do mercado internacional. O mesmo ocorreu com os preços de realização da gasolina.

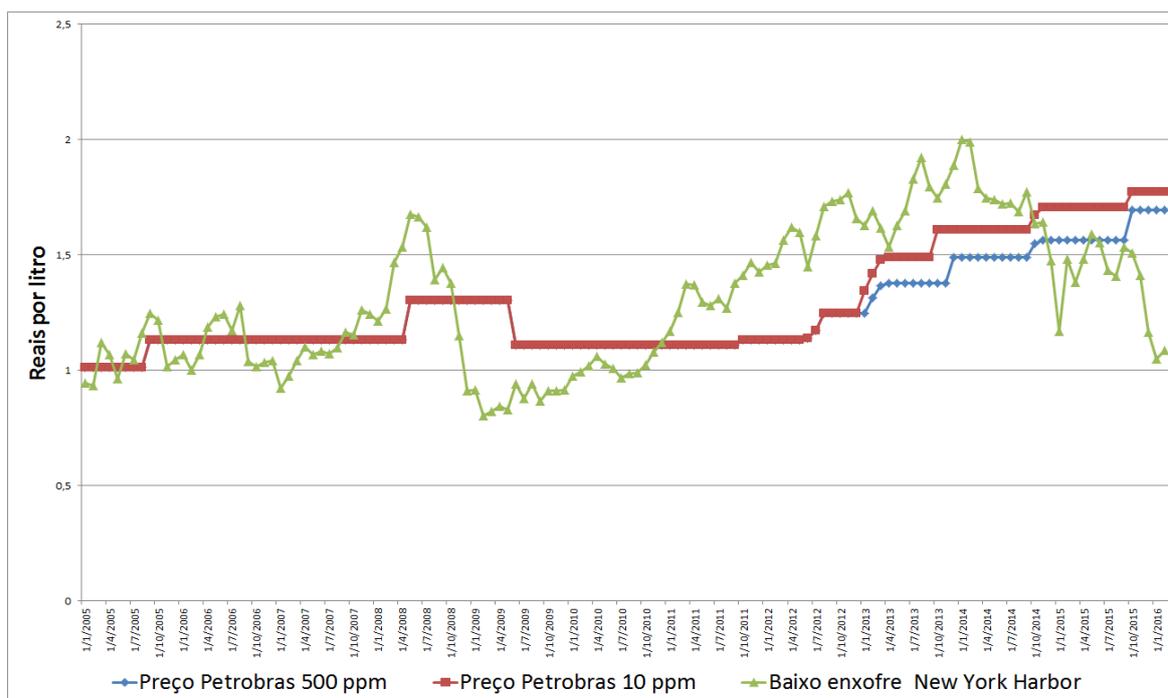


Figura 6.1 Preços do óleo diesel no porto de Nova Iorque e na Petrobras

Apesar de os preços dos derivados serem liberados, na realidade os preços praticados pela Petrobras decorrem de longas negociações entre os dirigentes da empresa e a administração federal direta, com destaque para o Ministério da Fazenda, uma vez que os preços dos derivados têm importante impacto na inflação.

Assim sendo, é pouco provável que empresas privadas se disponham a investir no Brasil, onde teriam que concorrer com os preços de realização da Petrobras.

Se for computado o valor integrado dos ativos da Petrobras (reservatórios de petróleo, navios, dutos, terminais, refinarias etc), pode-se concluir que os *impairments* registrados não corrigiram, de fato, o valor contábil do conjunto dos ativos da empresa. Muito pelo contrário, é possível que se conclua que esse conjunto de ativos está subavaliado.

### 6.1 Os reais ativos de Exploração e Produção

Como já citado, a Petrobras conta com volumes recuperáveis de petróleo equivalente da ordem de 30 bilhões de barris, além das reservas comprovadas de 10,42 bilhões de barris, o que totaliza mais de 40 bilhões de barris.

Dessa forma, o ativo imobilizado da Petrobras na área de E&P de R\$ 428,45 bilhões, não representa, de fato, o verdadeiro “ativo” da empresa. Nas próximas décadas, as áreas da Petrobras já descobertas podem gerar receitas líquidas para a empresa da ordem de R\$ 3 trilhões.

A Figura 6.2 mostra uma provável curva de produção da Petrobras relativa aos volumes recuperáveis de 40 bilhões de barris equivalentes.

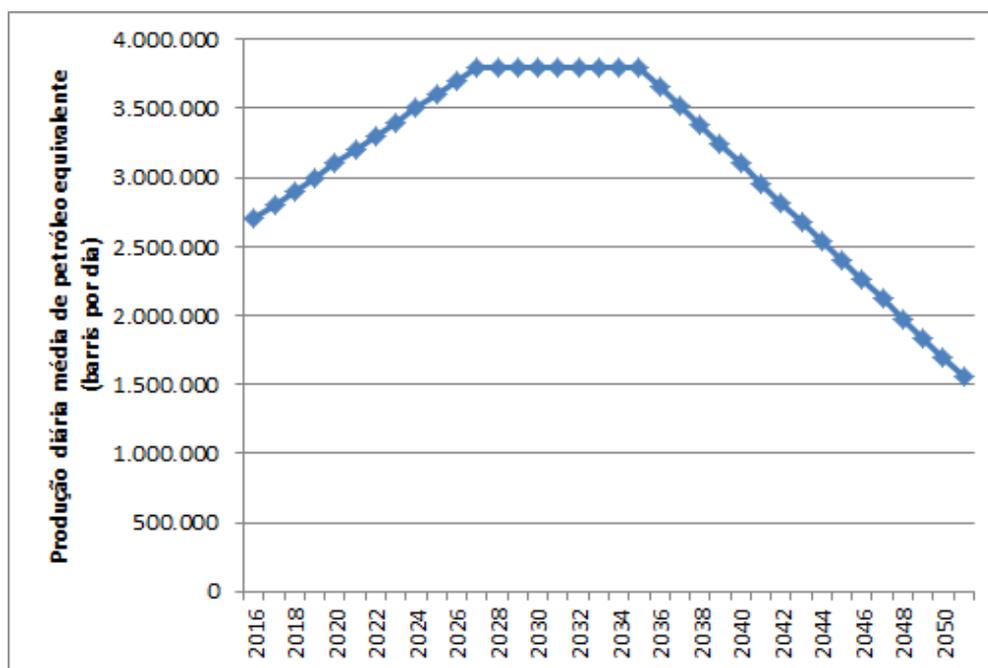


Figura 6.2 Curva de produção relativa a 40 bilhões de barris

Admitindo-se um valor médio da produção de R\$ 260 por barril de petróleo equivalente de 2016 a 2051, uma taxa de desconto de 8,5% ao

ano e que a Petrobras vai se apropriar de 30% da receita bruta, obtém-se para a curva de produção mostrada na Figura 6.2, um valor presente líquido de R\$ 1,02 trilhão. Tudo indica, então, que os ativos da área de E&P estão subavaliados.

## 6.2 Os reais ativos da área de Abastecimento

Na área de Abastecimento, o ativo imobilizado em operação é de R\$ 112,47 bilhões. Como já citado, a Petrobras conta com 13 unidades de refino, 55 terminais aquaviários e uma extensa malha de oleodutos e gasodutos. O ativo contábil total da área de Abastecimento é de apenas R\$ 177,63 bilhões.

Apenas no ano de 2015, o lucro bruto da área de Abastecimento foi de R\$ 46,02 bilhões, o que representa 40,92% do valor do ativo imobilizado em operação e 25,91% de todo o ativo contábil.

Maior refinaria da Petrobras, a Replan tem capacidade de processamento de petróleo de 415 mil barris por dia. Isso corresponde a 20% de todo o refino de petróleo no Brasil, processando aproximadamente 80% de petróleo nacional, grande parte da Bacia de Campos.

Inaugurada em 12 de maio de 1972, em Paulínia (SP), está interligada aos terminais de São Sebastião, de Guararema e de Barueri. A Replan também está interligada ao Oleoduto São Paulo-Brasília – Osbra, aos Terminais das Distribuidoras do Pool Paulínia, ao Terminal da Petrobras Distribuidora e à Base da Liquigás para GLP.

Paulínia está localizada a 118 km da capital paulista e sua localização, além de permitir maior facilidade de escoamento da produção, está inserida em um contexto de grandes facilidades logísticas, com acesso às principais vias de transporte rodoviário, ferroviário e terminais aéreos do Estado de São Paulo.

A Replan conta com as seguintes unidades:

- 2 unidades de destilação;
- 2 unidades de craqueamento catalítico;
- 2 unidades de coqueamento retardado;
- 2 unidades de hidrotreatamento de diesel;

- 2 unidades de hidrodessulfurização de nafta craqueada;
- 1 unidade de recuperação de hidrogênio;
- 1 unidade separadora de propeno.

Os principais produtos da Replan são óleo diesel, gasolina, GLP, óleos combustíveis, querosene de aviação, asfaltos, nafta petroquímica, raro, coque, propeno, enxofre e fluidos hidrogenados.

A Replan atende aos seguintes mercados: interior de São Paulo (55%); Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Rondônia e Acre (20%); Sul de Minas Gerais e Triângulo Mineiro (10%); Goiás, Brasília e Tocantins (15%).

Descontado o Imposto de Renda, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido e outras despesas, o lucro líquido da Replan é da ordem de R\$ 2,5 bilhões por ano, admitindo-se que ela é responsável por 20% lucro bruto de R\$ 46,02 bilhões da área de abastecimento, obtido pela Petrobras no ano de 2015.

Em 28 anos, apenas os ativos relacionados à Replan podem gerar uma receita líquida de R\$ 70 bilhões. Somente esse valor de R\$ 70 bilhões representa 62% do valor de todo o ativo imobilizado da Petrobras.

### 6.3 Análise do patrimônio líquido

Considerada a curva de produção mostrada na Figura 6.2 e que a Petrobras venha a refinar o petróleo produzido, que o custo total de produção e refino é de US\$ 31 por barril, que o preço médio de venda dos derivados é de apenas US\$ 45 por barril e uma taxa de desconto de 8,5% ao ano, chega-se a um valor presente líquido, muito conservador, de US\$ 182,07 bilhões.

Esse valor de US\$ 182,07, considerada uma taxa R\$/US\$ de 3,6, equivale a R\$ 655,46 bilhões. Esse valor é 2,54 vezes maior que o patrimônio líquido contábil de R\$ 257,93 bilhões, registrado no balanço patrimonial da empresa em 2015.

Ressalte-se, entretanto, que o valor de US\$ 14 por barril, diferença entre do preço médio dos combustíveis de US\$ 45 por barril e o custo de produção e refino de US\$ 31 por barril, tende a ser muito maior ao longo das

próximas décadas.

Ao longo dos últimos 16 anos, conforme mostrado na Figura 1.5, o preço médio do petróleo foi de US\$ 63,57 por barril. Desse modo, nas próximas décadas, o preço médio do refino pode ser da ordem de US\$ 68 por barril, e não apenas US\$ 41 por barril. Isso faria com que o valor presente líquido chegasse à casa do R\$ 1,5 trilhão.

Diante dessas considerações, infere-se que os ativos da área de Abastecimento, assim como os da área de E&P, estão subavaliados. Desse modo, não são tecnicamente justificáveis os *impairments* registrados nas demonstrações financeiras da Petrobras no ano de 2015.

## 7. Conclusões

A Petrobras foi e continua sendo a empresa com maior lucro operacional e de maior ativo do Brasil. Em 2015, o lucro bruto da companhia foi de R\$ 98,5 bilhões. Ao final de 2015, a Petrobras apresentou um ativo consolidado de R\$ 900,14 bilhões, com destaque para as áreas de Exploração e Produção – E&P e de Abastecimento.

Na área de E&P, o ativo imobilizado apresentado pela Petrobras ao final de 2015 foi de R\$ 428,45 bilhões. Desse total, R\$ 117,69 bilhões são ativos em construção. Grande parte desses ativos em construção está relacionada aos investimentos para produção de petróleo no Pré-Sal. Na área de Abastecimento, o ativo imobilizado apresentado ao final de 2015 foi de R\$ 128,98 bilhões. Desse total, R\$ 112,47 bilhões referem-se a ativos já construídos.

A Petrobras apresentou, ao final de 2015, um passivo de R\$ 642,21 bilhões. O item mais significativo do passivo da empresa são os financiamentos de R\$ 492,64 bilhões. O patrimônio líquido da Petrobras ao final de 2015 foi de R\$ 257,93 bilhões.

Esses financiamentos estão relacionados aos altos investimentos feitos pela Petrobras. Esses investimentos levaram à descoberta de volumes recuperáveis da ordem de 30 bilhões de barris equivalentes de petróleo apenas no Pré-Sal. Também foram necessárias contratações de financiamentos para a ampliação do parque de refino, com destaque para o Comperj e a Rnest.

Ressalte-se, contudo, que os ativos referentes ao Pré-Sal não estão devidamente valorados no ativo contábil da Petrobras. Ativos da área de Abastecimento, como algumas refinarias já amortizadas, também não estão devidamente precificados.

Os elevados volumes recuperáveis de petróleo do Pré-Sal, que, atualmente, são o grande “ativo” da Petrobras, ainda estão no reservatório e não podem ser contabilmente registrados no ativo da empresa. O petróleo somente passa a ser propriedade da Petrobras depois de extraído.

Com as importantes descobertas no Pré-Sal, as reservas da Petrobras devem ultrapassar 40 bilhões de barris. Vale registrar, ainda, que outras áreas deverão aumentar significativamente as reservas da empresa. Nenhuma empresa de petróleo triplica suas reservas e aumenta sua produção

sem grandes investimentos e, conseqüentemente, sem aumento, no curto prazo, do seu endividamento e da sua alavancagem.

Apenas contabilmente o ativo imobilizado da Petrobras na área de Exploração e Produção é R\$ 428,45 bilhões, pois os volumes recuperáveis da empresa podem gerar um valor presente líquido de cerca de R\$ 1,02 trilhão.

Importa destacar, ainda, que a Petrobras apresentou um baixíssimo custo de extração do petróleo, da ordem de US\$ 11,24 por barril no terceiro trimestre de 2015. Somada a participação governamental e outros custos gerais, o custo de produção de petróleo da Petrobras foi da ordem de US\$ 28,16 por barril. Já o custo de refino da Petrobras foi inferior a US\$ 3 por barril. Somados esses custos de produção de petróleo e de refino, chega-se a um custo total médio dos derivados da ordem de US\$ 31 por barril.

Com o petróleo a US\$ 32 por barril, o custo de produção de um litro de diesel é de cerca de R\$ 0,55, enquanto seu valor no mercado internacional é de aproximadamente R\$ 1,08 por litro; já o preço de realização da Petrobras é de R\$ 1,696 por litro. Observa-se, então, que o custo de produção do derivado é, atualmente, muito menor que o preço de venda, tanto no mercado interno quanto externo.

Na área de Abastecimento, o ativo imobilizado da Petrobras de R\$ 128,98 bilhões também não representa o real patrimônio da empresa nessa área. A Petrobras conta com 13 unidades de refino, 55 terminais aquaviários e uma extensa malha de oleodutos e gasodutos.

Apenas os ativos referentes à Replan, por exemplo, podem gerar receitas líquidas de R\$ 70 bilhões. Somente esse valor representa 62% do valor total do ativo imobilizado da Petrobras registrado no balanço patrimonial.

Os ativos da Petrobras nas áreas de Exploração e Produção e de Abastecimento devem gerar, conservadoramente, um valor presente líquido de R\$ 655,46 bilhões. Esse valor é 2,54 vezes maior que o patrimônio líquido contábil de R\$ 257,93 bilhões, registrado no balanço patrimonial da empresa em 2015. Se o preço médio do petróleo for da ordem de US\$ 65 por barril, como ocorreu nos últimos 16 anos, esse valor presente líquido pode alcançar um valor da ordem de R\$ 1,5 trilhão.

Infere-se, então, que os ativos contábeis da Petrobras estão

subavaliados. Desse modo, não são tecnicamente justificáveis os *impairments* registrados nas demonstrações financeiras da Petrobras no ano de 2015.

Em 2015, a Petrobras registrou um *impairment* de R\$ 49,75 bilhões, além de despesas de juros e perda cambial de R\$ 32,91 bilhões. Isso fez com que o extraordinário lucro bruto de R\$ 98,5 bilhões se transformasse em um prejuízo contábil recorde de R\$ 34,8 bilhões.

Foi correto o registro contábil de despesas de juros e perda cambial de R\$ 32,91 bilhões. Importa registrar que, do final de 2014 ao final de 2015, houve uma depreciação de 47,0% do real em relação ao dólar.

Contudo, não havia necessidade de se registrar um *impairment* de R\$ 49,75 bilhões. A análise feita neste estudo demonstra que os ativos da área de Abastecimento, assim como os ativos da área de E&P, estão subavaliados. Desse modo, esse registro mostrou-se indevido, uma vez que poderia ser compensado por ganhos na recuperação de outros ativos.

Caso não tivesse sido realizado esse *impairment* de R\$ 49,75 bilhões, a Petrobras teria apresentado um lucro da ordem de R\$ 15 bilhões. Na realidade, a Petrobras apresenta uma excelente situação econômica e operacional, com um futuro altamente promissor, principalmente por causa dos altos volumes recuperáveis do Pré-Sal, das altas produtividades dos poços dessa província e do seu grande parque de refino.

Em razão disso, a Petrobras poderia ter adotado, pelo menos, a postura da ExxonMobil, que na sua política contábil não considera preços ou margens temporariamente baixos para realizar baixas contábeis, haja vista a histórica volatilidade dos preços do petróleo.

Mesmo sendo a empresa que apresentou maior crescimento da produção de petróleo entre as grandes empresas petrolíferas do mercado, mesmo tendo realizado as maiores descobertas, mesmo tendo apresentado o menor custo de extração e mesmo tendo praticado preços de derivados acima do mercado internacional, a Petrobras foi a empresa que apresentou, em 2015, o maior *impairment* e o maior prejuízo contábil.

Uma empresa que apresenta um lucro bruto de R\$ 98,5 bilhões em 2015; que tem direito de produzir mais de 40 bilhões de barris de petróleo; e que tem uma extraordinária infraestrutura de refino, gás, energia, fertilizantes, terminais e dutos é um grande e rentável patrimônio do País.

A alta lucratividade real da Petrobras decorre, basicamente, dos seus principais "ativos": reservatórios do Pré-Sal e do Pós-Sal, navios, terminais, dutos, refinarias e corpo técnico altamente qualificado. Assim sendo, é fundamental que os dirigentes da Petrobras, os auditores externos e seus acionistas tenham uma visão integrada do valor e da sinergia dos ativos da empresa.

Não é aceitável que se produzam demonstrações contábeis e balanços que, indevidamente, fazem com que a sociedade brasileira passe a acreditar que a Petrobras é inviolável, pois isso não é verdade. Os "ativos" da empresa são valiosíssimos e precisam ser preservados, pois foram construídos por essa própria sociedade, a partir de lutas históricas.

## BIBLIOGRAFIA

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Relatório BDEP 2010/2011.**

\_\_\_\_\_ **Anuário Estatístico 2015.**

\_\_\_\_\_ **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural.** Novembro 2015, Número 63.

CHAMBRIARD, R. M. **Perspectivas para o Setor de Óleo e Gás Brasileiro e as Rodadas de Licitações da ANP.** Apresentação em audiência das Comissões de Serviços de Infraestrutura - CI e de Assuntos Econômicos - CAE, em agosto de 2013.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON. **Relatório sobre os Recursos de Contingência de certas propriedades localizadas offshore do Brasil, 2010.**

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Proposta do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2023.**

FRAGA, C.T. **Pré-Sal Panorama e Oportunidades.** Rio Oil & Gas, 2012.

AZEVEDO, J. S. G. **Plano de Negócios da Petrobras 2009-2013.**

GCA - GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES. **Exame e Avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Seleccionadas no Play do Pré-sal em Águas Profundas na Bacia de Santos, Brasil, 2010.**

GUEDES, S. **POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS, 16 de fevereiro de 2016.** Acessado no endereço eletrônico [file:///C:/Users/P\\_6721/Downloads/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20Diretora%20Solange%20Guedes FPSO%20Cidade%20de%20Maric%C3%A1 Lula%20Alto%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/P_6721/Downloads/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20Diretora%20Solange%20Guedes%20FPSO%20Cidade%20de%20Maric%C3%A1%20Lula%20Alto%20(1).pdf)

JONES, C. M.; CHAVES, H. A. F. **Assessment of yet-to-find-oil in the Pre-Salt area of Brazil.** 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Rio de Janeiro, Brazil, August 3-6, 2015.

LIMA, P. C. R. **Os desafios, os impactos e a gestão da exploração do pré-sal.** Estudo da Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, 2008.

\_\_\_\_\_ **Pré-Sal, o novo marco legal e a capitalização da Petrobras.** Editora Synergia, 2010.

\_\_\_\_\_ **A situação econômica, financeira e operacional da Petrobras.**

Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, março de 2015.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Nota sobre o Pré Sal e o Campo de Libra (21/10/2013).** Acessado no endereço eletrônico <http://www.brasil.gov.br/governo/2013/10/nota-sobre-o-pre-sal-e-o-campo-de-libra>.

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. **Plano de Negócios e Gestão 2014-2018.**  
\_\_\_\_\_ **Plano de Negócios 2009-2013.**

\_\_\_\_\_ **DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS, em 31 de dezembro de 2015 e 2014 e relatório dos auditores independentes.**

\_\_\_\_\_ **RESULTADOS CONSOLIDADOS DO QUARTO TRIMESTRE DE 2015.**

\_\_\_\_\_ **DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS 4º Trimestre 2015 e Exercício 2015.** Apresentação para Imprensa em 21 de Março de 2016.

RAMALHO, A.; POLITO, R. **Para Formigli, produtividade do pré-sal supera expectativas.** Valor/RIO, 11 de agosto de 2014.

ROSTÁS, R. Petrobras fez maior ajuste. Valor/SÃO PAULO, 23 de março de 2016.

VALLE, S.; TORRES S. **Explorações da Petrobrás mostram que pré-sal produz mais que o previsto.** Estado de São Paulo/RIO, 15 de outubro de 2012.