

COMISSÃO DE MINAS E ENERGIA

PROPOSTA DE FISCALIZAÇÃO E CONTROLE Nº 120, DE 2013

Propõe que a Câmara dos Deputados, através da Comissão de Minas e Energia, exerça fiscalização sobre a empresa Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, concernente às operações de compra e venda de ativos.

Autor: Deputado FERNANDO JORDÃO

Relator: Deputado SIMÃO SESSIM

RELATÓRIO FINAL

SUMÁRIO

- 1. Introdução**
- 2. América do Norte**
- 3. Ásia**
- 4. África**
- 5. Venda de ativos e formação da *Joint Venture* na África**
- 6. Dados e análise dos ativos na Nigéria**
- 7. Proposta de bancos para venda de ativos na África**
- 8. América do Sul**
- 9. Acórdão nº 107/2016 – TCU – Plenário**
- 10. Legalidade da venda de ativos**
- 11. Conclusões**
- 12. Voto do Relator**

1. Introdução

O objetivo da Proposta de Fiscalização e Controle – PFC nº 120, de 2013, é que a Câmara dos Deputados, por meio da Comissão de Minas e Energia, exerça fiscalização sobre a empresa Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, concernente às operações de compra e venda de ativos.

A Petrobras foi criada em outubro de 1953, com a sanção da Lei nº 2004, pelo então presidente Getúlio Vargas, com o objetivo de executar todas as atividades do setor petrolífero do Brasil.

A Petrobras estabeleceu-se como uma sociedade de economia mista, sendo detentora do monopólio da produção, do transporte e do refino do petróleo. Apenas a área de distribuição permaneceu aberta a concorrência. Ainda na década de sua criação, a empresa enfrentou uma série de desafios em busca do petróleo no Brasil, uma vez que poucos campos foram descobertos.

A partir de 1964, a empresa passou a investir na construção de refinarias no País, com o intuito de agregar valor ao petróleo importado e garantir o abastecimento nacional. Sua experiência internacional, inicialmente, se limitava aos negócios de aquisição de petróleo no mercado mundial. Mas, na década de 1970, iniciou a prospecção de petróleo fora do País.

Com o objetivo de buscar uma maior inserção no mercado internacional, em 1972, foi criada a Petrobras Internacional S.A. – Braspetro, subsidiária com encargo de atuação supranacional. Iniciou-se assim, formalmente, o processo de internacionalização da Petrobras.

A principal motivação para a criação da Braspetro foi buscar, no exterior, formas de suprimento de petróleo para o Brasil em meio às crises econômicas mundiais e em razão do aumento do preço do petróleo. Em 1976, foram criadas duas subsidiárias: a Petrobras Comércio Internacional S.A. – Interbras e a Braspetro Oil Services – Brasoil, que eram encarregadas das atividades de exportação e importação de bens e serviços e de dar maior flexibilidade e rapidez às ações da Braspetro no exterior.

Em 1973, formou-se a holding Petrobras, que manteria, até 1997, o monopólio na prospecção e refino de petróleo, e suas subsidiárias:

Braspetro, Petroquisa e Petrofértil. Foram formadas *Joint Ventures* para prospecção na Colômbia, Iraque e Madagascar.

No final da década de 1970, a Braspetro estendeu seus investimentos internacionais para Guatemala, China, Angola, Índia e Zaire. A partir de 1985, ocorreram relações comerciais com Nigéria, Irã, Argélia, Venezuela e Equador.

Na África, a Petrobras fixou-se na Argélia e em Angola; na América do Norte, buscou reservas no Golfo do México; na América do Sul, atuou na Colômbia e na Argentina; na Europa Ocidental, estabeleceu-se na Noruega.

Diferentemente das empresas privadas, o investimento direto da Petrobras visava abastecer o mercado interno com petróleo. Por uma decisão governamental, a Petrobras buscou países como a Colômbia e o Iraque, que aceitaram acordos que poderiam viabilizar esse abastecimento.

A Colômbia foi o primeiro país em que Petrobras, em associação com uma empresa local, começou a operar fora do Brasil, no ano de 1972. Ainda na década de 1970, passou a operar no Iraque, no Irã e no norte da África. Na época, a Petrobras descobriu, no Iraque, na região da Basrah, os campos gigantes de Majnoon e Nhrumr. Este último considerado a maior descoberta de petróleo no mundo da década de 1970.

Uma das causas do processo de internacionalização foi o insucesso nas explorações no Brasil até a década de 1970, o elevado crescimento econômico nessa década e os choques do petróleo em 1973 e 1979. Esses choques provocaram forte desequilíbrio na balança comercial do Brasil, dado o significativo aumento do preço do petróleo no mercado internacional. Essa vulnerabilidade externa fez, ainda, com que a Petrobras ampliasse os investimentos em exploração e produção na plataforma continental brasileira.

Em 1974, a Petrobras descobriu a Bacia de Campos. Essa descoberta foi vista como uma possibilidade de redução das importações de petróleo visando ao equilíbrio da balança comercial brasileira. Desde então, as atividades de exploração e produção passaram a receber grande parte dos investimentos da empresa.

Com a descoberta dessa Bacia, a Petrobras passou a exportar o petróleo pesado nacional, permanecendo a importação de o petróleo leve, em razão do perfil das refinarias nacionais.

Os investimentos nos grandes campos da Bacia de Campos diminuíram, de certa maneira, os investimentos da empresa no exterior, ampliando o foco na exploração e produção no território nacional. No início da década de 1990, a atuação da empresa continuou voltada ao País, com foco nas Bacias de Campos e de Santos.

Em 1997, a Petrobras deixou de ser a executora do monopólio estatal do petróleo no Brasil com a aprovação da Lei nº 9.478. Inicia-se, então, uma nova fase na indústria de petróleo brasileiro, passando-se a permitir a atuação de outras empresas no país.

Essa Lei, que dispõe sobre a política energética nacional e as atividades relativas ao monopólio do petróleo, em seu artigo 10, destaca como objetivos: promover a livre concorrência, atrair investimentos na produção de energia e ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

Pretendia-se atrair novos concorrentes para o setor, trazendo como consequência a redução da participação da Petrobras no mercado nacional. Nesse novo cenário, a empresa decidiu aumentar sua participação em mercados internacionais.

O processo de internacionalização passou a ter o objetivo de reduzir o risco da companhia, diversificando sua carteira e gerando um fluxo de capital em moeda forte para facilitar o acesso aos investidores estrangeiros.

A Petrobras passou, então, a ter como foco a porção dos Estados Unidos no Golfo do México, devido às oportunidades exploratórias *offshore*, proximidade do mercado americano e pela estabilidade regulatória do país; o Oeste da África, em razão das elevadas reservas de petróleo no *offshore* e da capacidade da empresa em produção de petróleo em águas profundas; e a América Latina, com oportunidades de integração regional, acordos comerciais e proximidade do mercado brasileiro.

Na África e no Golfo do México, a Petrobras poderia aproveitar sua vantagem tecnológica em exploração de petróleo em águas profundas. Isso não se aplica ao caso do Cone Sul, onde o petróleo não se

localiza em águas profundas e a empresa explora outras atividades energéticas além das petrolíferas. Nesse caso, predominariam as vantagens de localização, já que os investimentos diretos da Petrobras no Cone Sul, sobretudo na Argentina, garantiriam sinergias de recursos.

Merecem destaque as parcerias em águas profundas no setor dos Estados Unidos no Golfo do México e na Nigéria; a descoberta do campo petrolífero de Guando, uma das maiores descobertas na Colômbia; e a exploração dos campos de gás natural de San Alberto e San Antonio, no sul da Bolívia.

Em 2002, ocorreu a criação da Área de Negócio Internacional – INTER e a incorporação da Braspetro à Petrobras. Com isso, a empresa ampliou suas atividades internacionais em refino, transporte e distribuição, além da área de exploração e produção.

Em 2009, frente a mudanças no ambiente externo internacional e aos impactos advindos da descoberta da província do Pré-Sal, um novo posicionamento estratégico foi adotado para a Área Internacional da Petrobras.

Essa descoberta passou a exigir grandes investimentos no Brasil. Foi concebido, então, o Programa de Desinvestimento – Prodesin. Desde a reestruturação do Prodesin, em 2012, foram concluídas inúmeras vendas de ativos e reestruturações financeiras. Nesse contexto, a Petrobras vendeu ativos na África, no Chile e na Argentina.

De acordo com o Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Auditadas de 2015, a atuação internacional tem foco na América Latina, nos Estados Unidos e na África.

Na América Latina, a Petrobras atua na Argentina, Bolívia, Colômbia, México e Venezuela, com portfólio composto por 49 ativos (27 de produção, 21 de exploração e 1 de transporte). Desse total, a estatal opera 32 ativos, sendo 15 de produção e 17 de exploração, sob quatro tipos de contratos de exploração e produção: concessão (Argentina e Colômbia); operação ou serviço petroleiro (Bolívia); contrato de serviços (México); e participação acionária minoritária (Venezuela).

Nos Estados Unidos, a Petrobras atua com foco em águas profundas no Golfo do México, onde seu portfólio inclui 8 ativos de produção, sendo 3 operados pela Petrobras, e 47 blocos exploratórios.

Na África, a empresa atua por meio da participação de 50% na empresa Petrobras Oil and Gas – PO&G. As atividades concentram-se, principalmente, na Nigéria, nos campos de Akpo e Agbami. Há, ainda, o projeto de desenvolvimento da produção no campo de Egina e atividade exploratória nos campos de Egina South e Preowei, todos sob o regime contratual de partilha de produção. No Gabão, estão em fase de exploração os blocos de Ntsina Marin e Mbeli Marin.

De acordo com o Relatório da Administração da Petrobras referente ao ano de 2014, os testes de redução ao valor recuperável dos campos de produção de óleo e gás no exterior, apresentados como ativos do segmento de exploração e produção da área internacional, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização (*impairment*) no valor de R\$ 4,429 bilhões.

Em 2015, os testes de redução ao valor recuperável, dos campos de produção de óleo e gás no exterior, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização no valor de R\$ 2,462 bilhões.

Ao final de 2015, a Petrobras tinha unidades, subsidiárias e escritórios de negócios e representação financeira nos seguintes países: Angola, Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, China, Colômbia, Gabão, Japão, Líbia, México, Namíbia, Holanda, Nigéria, Paraguai, Singapura, Tanzânia, Turquia, Estados Unidos, Reino Unido, Uruguai e Venezuela.

2. América do Norte

2.1 Estados Unidos

A Petrobras atua em exploração e produção nos Estados Unidos desde 1987, quando adquiriu participações em 8 blocos no setor americano do Golfo do México. A carteira de ativos cresceu, conquistando o reconhecimento mundial de sua tecnologia nas operações em águas profundas e ultraprofundas.

A Petrobras atua, na área de exploração e produção, em parceria com algumas das maiores empresas petrolíferas do mundo. Também atua nas atividades no segmento de comercialização de petróleo e derivados. Na área de refino, a Petrobras atua desde 2006, quando decidiu pela aquisição de parte do complexo de Pasadena. Esse complexo está localizado no Texas e possui capacidade de processamento de 100 mil barris de petróleo por dia.

Na área de exploração e produção, merece destaque o início da produção, em 2012, do campo de Cascade, a partir do poço Cascade 4, perfurado a uma profundidade de cerca de 8 mil metros. O poço está interligado ao BW Pioneer, primeiro navio-plataforma do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage e Offloading*) a produzir petróleo e gás no setor americano do Golfo do México.

O navio-plataforma tem capacidade de processar 80 mil barris de petróleo e 500 mil metros cúbicos de gás por dia, e de estocar 500 mil barris de petróleo. Seu sistema de ancoragem é desconectável, o que permite o deslocamento do navio para áreas abrigadas durante a ocorrência de furacões e tempestades, trazendo segurança para a tripulação e o meio ambiente e preservando os equipamentos.

Fazem parte das inovações levadas pela Petrobras para a região, além do FPSO, o transporte de petróleo por navios aliviadores e o uso de bombas submersas e *risers* autossustentáveis.

Em 2014, a Petrobras registrou uma perda relacionada aos campos de produção de óleo e gás de Cascade e Chinook de R\$ 4,162 bilhões, em função da revisão de premissas de preço, decorrente da queda das cotações dos preços do petróleo no mercado internacional. Em 2015, foi registrada uma perda de R\$ 1,750 bilhão referente aos campos de produção de

óleo e gás nos Estados Unidos, também em função da revisão de premissas de preço decorrente de uma queda expressiva das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional.

Com relação à aquisição da refinaria de Pasadena, foi exarado o Acórdão nº 1.927/2014 – Plenário do TCU. Consta desse Acórdão que a divisão de riscos e oportunidades da Petrobras e da Astra, fixada no Contrato de Compra e no Acordo de Acionistas (*Stock purchase and sale agreement and limited partnership formation agreement* e *Shareholders agreement*), não teria sido devidamente contemplada na avaliação do negócio.

Em 19 de junho de 2008, a Petrobras America Inc. – PAI convocou uma reunião do *Superboard* da Pasadena Refining System Inc. – PRSI (refinaria) para aprovar ações com vistas a garantir a saúde financeira da empresa. Em razão da ausência da Astra, a PAI exerceu o direito contratual de impor sua decisão (*right to override*).

Na mesma data, foi iniciado processo de arbitragem contra as empresas do Grupo Astra, alegando descumprimento de contratos quanto à gestão conjunta das empresas, chamada de capital, implementação do plano de negócios e SMS (segurança, meio ambiente e saúde).

Em 1º de julho de 2008, em contrapartida ao *right to override*, a Astra exerceu sua opção de venda (*put option*), segundo a qual a Petrobras estaria obrigada a adquirir sua participação acionária nas empresas, de acordo com fórmulas pré-estabelecidas no Acordo de Acionistas.

Na mesma data, a Astra ingressou com ação judicial nos Estados Unidos, alegando que a Petrobras teria descumprido compromissos assumidos na Carta de Intenções e cobrando US\$ 788 milhões.

Em 5 de dezembro de 2007, Carta de Intenções teria proposto a compra pela Petrobras dos 50% remanescentes por US\$ 700 milhões, além dos 50% remanescentes da comercializadora por US\$ 87,6 milhões. Essa Carta teria sido assinada por Nestor Cuñat Cerveró, representando a Petrobras na qualidade de Diretor da Área Internacional à época, e não teria tido maiores efeitos.

Laudo arbitral, de 10 de abril de 2009, fixou os seguintes valores a serem pagos pela PAI em razão do exercício da opção de venda por parte da Astra:

- a) remanescente das ações da PRSI (refinaria): US\$ 295.629.834,00, acrescidos de juros de aproximadamente US\$ 8 milhões, a serem pagos em 27/4/2009;
- b) remanescente das ações da PRSI Trading (comercializadora): US\$ 170.734.769,00, sem juros, a serem pagos em duas prestações iguais de US\$ 85.367.385,00 em 17/9/2009 e 17/9/2010;
- c) ressarcimento do valor pago ao BNP Paribas: US\$ 156.442.878,93, acrescidos de juros de aproximadamente US\$ 3,3 milhões, a serem pagos em 27/4/2009;
- d) honorários de advogado: US\$ 4 milhões, aproximadamente, devidos em 27/4/2009;
- e) custos da arbitragem: US\$ 730 mil, aproximadamente, devidos em 27/4/2009.

Nos termos do laudo arbitral, o valor total a ser pago pela Petrobras seria de US\$ 639.133.008,93.

As condições estabelecidas pela Petrobras para cumprimento da decisão desse laudo seriam as seguintes:

- a) a indenização devida em razão do pagamento pela Astra ao BNP Paribas estava sendo discutida judicialmente, portanto deveria haver acordo para extinguir a demanda judicial e evitar *double recovery*, bem como tornar sem efeito as medidas cautelares em vigor;
- b) transferência das ações, obtenção de garantias quanto à titularidade das ações etc.

Em 27 de abril de 2009, data fixada pelo laudo para pagamento, diante da insegurança jurídica, a PAI não pagou o valor previsto pela arbitragem. Apesar de não ter recebido pagamento, a Astra teria transferido a totalidade de suas ações na refinaria e na comercializadora para a PAI.

Em 30 de julho de 2009, o Conselho de Administração da Petrobras adotou a estratégia de dar prosseguimento aos processos em curso e ter condicionado o cumprimento do laudo arbitral à determinação judicial ou à

assinatura de termo de acordo com quitação plena quanto à questão de Pasadena.

O laudo arbitral foi confirmado judicialmente em duas instâncias no dia 20 de dezembro de 2010 e no dia 2 de abril de 2012.

Consta do Acórdão nº 1.927/2014 – Plenário do TCU, que, a partir de outubro de 2011, as partes teriam iniciado conversas para celebrar um acordo extrajudicial que terminaria com todas as disputas quanto à refinaria e à comercializadora.

As motivações da Petrobras para esse acordo teriam sido as seguintes:

- a) liquidar todos os litígios existentes, que poderiam chegar a US\$ 1,2 bilhão;
- b) viabilizar dois projetos de desinvestimento na Petrobras, Pigmaleão e Castor, que envolviam ativos da PAI e poderiam ser impactados. Os projetos representavam ingressos de US\$ 6,2 bilhões;
- c) liberação de recursos retidos cautelarmente no valor de US\$ 160 milhões, pois teriam sido exigidos como garantia em um dos processos judiciais;
- d) cessar o acréscimo de juros aos valores devidos desde 27 de abril de 2012, data da transferência das ações, no valor de 5% ao ano e despesas processuais, que atingiriam US\$ 40 milhões ao ano;
- e) proteger os executivos de eventual exposição; e
- f) eliminar riscos intangíveis, como impactos na marca Petrobras, problemas de captação de recursos para a PAI e futuras negociações com parceiros internacionais.

Em 7 de maio de 2012, as partes chegaram a um acordo, que totalizou US\$ 820,5 milhões, referenciado a 30 de abril de 2012, na seguinte forma:

- compra dos remanescentes 50% na PRSI, incluindo US\$ 295.629.834,00 de principal e US\$ 46.786.175,04 de juros moratórios incorridos desde a sentença arbitral (27/4/2009) até 30/4/2012: US\$ 342.416.009,04; e
- encerramento das demais disputas: US\$ 478.083.990,96.

Esse valor de US\$ 478.083.990,96 corresponde aos valores do laudo arbitral corrigidos, referentes às ações remanescentes da comercializadora, ao ressarcimento do valor pago ao BNP Paribas, aos honorários de advogado, aos custos da arbitragem, acrescidos dos valores de outras disputas (US\$ 48,5 milhões) e de antecipação de despesas (US\$ 40 milhões).

O Acórdão nº 1.927/2014 – Plenário do TCU determinou a realização de tomada de contas especial para apurar eventual dano aos cofres públicos, gestão temerária e ato de gestão antieconômico no processo de aquisição do complexo de Pasadena pela Petrobras junto ao grupo belga Astra Transcor.

Nos termos desse Acórdão, em março de 2006, a Petrobras adquiriu 50% das ações de Pasadena por US\$ 360 milhões. Além do preço, foram estabelecidas diversas condições, entre elas a opção de venda (*put option*), que conferia à Astra a prerrogativa de extinguir a parceria sem a anuência da Petrobras e de exigir a aquisição de suas ações, pela Petrobras, por preços que variariam entre 6% e 20% acima do preço de mercado.

Além de converter o processo em tomada de contas especial, o TCU chamou em citação e audiência diretores e administradores da Petrobras para apresentarem justificativas ou recolherem aos cofres públicos o prejuízo estimado de US\$ 792 milhões, na forma que se segue:

- US\$ 580.428.571,00 em decorrência da celebração de contratos junto à Astra, desconsiderando laudo elaborado por empresa de consultoria especializada, o que levou à compra de 50% de Pasadena e ao compromisso de comprar os outros 50%, no caso do exercício do *put option* pela Astra;
- US\$ 92.300.000,00 devidos a prejuízo causado pela decisão de postergar o cumprimento da sentença arbitral até o trânsito em julgado de ações que visavam desconstituí-la;
- US\$ 39.700.000,00 decorrentes de prejuízo causado ao patrimônio da Petrobras pela dispensa de cobrança à Astra de valor previsto contratualmente; e
- US\$ 79.890.000,00 em razão de prejuízo resultante das tratativas com a Astra e da consequente assinatura da Carta de Intenções para aquisição dos

50% remanescentes por valor superior àquele que decorreria do Acordo de Acionistas e ao valor estipulado por consultoria especializada contratada pela Petrobras.

O TCU decretou, cautelarmente, a indisponibilidade pelo período dos bens dos agentes arrolados como responsáveis no Acórdão nº 1.927/2014.

Segundo o TCU, a tomada de contas especial é um processo que visa à apuração de responsabilidade por ocorrência de dano à administração pública federal e à obtenção do respectivo ressarcimento. Quando o tribunal analisar os esclarecimentos apresentados pelos responsáveis, o processo passará por novo julgamento.

No caso da refinaria de Pasadena, a Petrobras realizou testes de perda por desvalorização do ativo (*impairment*). Nesses testes, considera-se o fluxo de caixa dos próximos 25 anos e essa avaliação é realizada anualmente. Considerando que o mercado de refino é cíclico e que existem fatores conjunturais, como a recente disponibilidade de *tight oil* com margens competitivas, em testes futuros pode haver reversão parcial ou integral de perdas já lançadas no balanço, desde que seja demonstrada melhora na projeção dos resultados.

Desde a aquisição pela Petrobras em 2006, houve baixas de valor do ativo refinaria de Pasadena (*impairments*) que totalizaram US\$ 530 milhões, sendo US\$ 160 milhões em 2008, US\$ 147 milhões em 2009 e US\$ 223 milhões em 2012.

Além dos pagamentos feitos à Astra de US\$ 1,249 bilhões na aquisição de Pasadena (US\$ 554 milhões relativos à PRSI-Refinaria, US\$ 341 milhões relativos à PRST-Comercializadora e demais gastos que somaram US\$ 354 milhões), a Petrobras reconhece que, desde a aquisição em setembro de 2006 (fechamento do negócio) até 2013, foram investidos outros US\$ 685 milhões em melhorias operacionais, manutenção, paradas programadas e SMS (segurança, saúde e meio ambiente).

2.2 México

A Petrobras iniciou suas atividades no México em 2003 como operadora em contratos de serviço de produção e exploração de gás natural nos blocos terrestres de Cuervito e Fronterizo, localizados na Bacia de Burgos, no norte do país. Adicionalmente, a Petrobras tinha um acordo de colaboração técnica e científica com a Petróleos Mexicanos – Pemex ao longo de 2014 e estava sendo renegociada a sua renovação.

3. Ásia

Atualmente, a Petrobras atua na China, Singapura e Japão.

Em 2005, foi assinado um memorando de entendimento com a Corporação Nacional de Petróleo da China – CNPC (*China National Petroleum Corporation*) com o objetivo de desenvolver negócios conjuntos nas atividades integradas do setor, envolvendo refino, dutos e exploração e produção de recursos petrolíferos, em terra e no mar, no Brasil, na China ou em outras regiões do mundo¹.

As missões do escritório da China são, principalmente, apoiar as vendas de petróleo da Petrobras para a China, especialmente do óleo pesado extraído da Bacia de Campos, e operacionalizar os acordos com as estatais chinesas, que trazem a perspectiva de abertura de novos mercados para a empresa, em especial na própria Ásia.

O escritório da Petrobras em Singapura é responsável pelo apoio às atividades comerciais na área de petróleo e derivados para a Ásia, com exceção da China. Atua predominantemente na exportação de petróleo e óleo combustível e na importação de diesel na região. Também acompanha o mercado de petróleo e derivados de forma geral, desenvolvendo novos negócios e buscando oportunidades comerciais.

Além dessas atividades, a Petrobras fornece óleo combustível para navios (*bunker*) em Cingapura, sendo a maior fornecedora de *bunker* de baixo teor de enxofre nesse mercado.

No Japão, a Petrobras está presente desde 2000, com a abertura do escritório de representação em Tóquio. Com essa representação, a empresa conseguiu importantes financiamentos para o desenvolvimento de projetos no Brasil.

Em 2005, a Petrobras iniciou uma parceria com a criação da Brazil-Japan Ethanol – BJE, uma *Joint Venture* formada entre a Petrobras e a Nippon Alcohol Hambai. A finalidade da BJE seria abrir o mercado japonês para a comercialização de etanol do Brasil.

Em 2008, a Petrobras entrou no setor de refino no país, adquirindo participação na Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha – NSS. Os ativos

¹ <http://www.petrobras.com/pt/paises/china/china.htm>

da NSS compreendem uma refinaria com capacidade de processamento de 100 mil barris de petróleo por dia, um terminal de tancagem de petróleo e derivados com capacidade de armazenamento de 9,6 milhões de barris, três píeres com capacidade para receber navios de produtos de até 97 mil *deadweight tonnage* (dwt), e uma monoboia para navios *Very Large Crude Carrier* (VLCC) de até 280 mil dwt.

Em abril de 2015, a Petrobras decidiu encerrar as operações de refino da NSS, mantendo a continuidade das atividades da NSS como terminal marítimo.

O Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Auditadas de 2015, foi registrada uma perda por desvalorização (*impairment*) da NSS de R\$ 343 milhões.

4. África

A Petrobras iniciou suas operações na África em Angola, em 1979. Os outros negócios da empresa na África ocorreram depois: Nigéria, em 1998; Tanzânia, 2004; Líbia, em 2005; Guiné Equatorial, em 2006; Namíbia, em 2009; e Benin e Gabão, em 2011.

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras (Formulário 20-F) para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2012, a empresa tinha as participações na África mostradas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 Participações da Petrobras na África

Países	Principais projetos em desenvolvimento	Fase	Operado por	Participação da Petrobras (%)
Angola	Bloco 2/85	Produção	Parceiro	27,5
	Bloco 6/06	Exploração	Petrobras	40
	Bloco 18/06	Exploração	Petrobras	30
	Bloco 26	Exploração	Petrobras	40
Benin	Bloco 4	Exploração	Parceiro	35
Gabão	Ntsina Marin	Exploração	Parceiro	50
	Mbeli Marin	Exploração	Parceiro	50
Namíbia	2714A	Exploração	Petrobras	30
Nigéria	Akpo	Produção	Parceiro	20
	Agbami	Produção	Parceiro	12,5
	Egina	Desenvolvimento	Parceiro	20
	Egina South	Exploração	Parceiro	20
	Preowei	Exploração	Parceiro	20
Tanzânia	Bloco 5	Exploração	Petrobras	50
	Bloco 6	Exploração	Petrobras	50
	Bloco 8	Exploração	Petrobras	50

O Relatório de 2015 mostra grandes alterações em relação ao Relatório de 2012, de onde se extraiu a Tabela 5.1. Essas alterações e o histórico da atuação da Petrobras nesses países são detalhados a seguir.

4.1 Angola

A Petrobras iniciou suas operações em Angola em 1979 em razão da política externa brasileira implementada pelo governo Geisel a partir de 1974, cuja consagração ocorreu com o reconhecimento oficial da Independência desse país em 1975.

Nessa época, a política externa brasileira visava à manutenção do nacional-desenvolvimentismo, à busca de novos mercados e parceiros e à manutenção de certa influência no Atlântico Sul, por meio da política africana. Na década de 1980, houve uma dimensão cooperativa que se expressou no suporte técnico para o treinamento de quadros angolanos para a indústria petrolífera.

Na área de exploração e produção, a história da Petrobras em Angola divide-se em duas fases. A primeira foi até novembro de 2006, época em que era sócia não operadora de apenas dois blocos: o bloco 2/85, do qual é sócia desde 1980, e o bloco 34, em fase de exploração².

A segunda fase teve início em dezembro de 2006, quando a Petrobras passou a ter direitos de exploração e produção em mais quatro blocos no país, sendo operadora em três deles, os blocos 6/06, 18/06 e 26, e sócia não operadora do bloco 15/06. Após tantos anos de atuação, foi a primeira vez que a Petrobras tornou-se operadora em Angola.

No fim de 2009, foi anunciada a descoberta de petróleo no poço Manganês-01, no bloco 18/06. Esse poço está localizado a 200 quilômetros de Luanda. Houve mais sete descobertas no bloco 15/05, onde a Petrobras possui 5% de participação.

De acordo com Relatório Anual da Petrobras (2011), a empresa vendeu a participação de 50% no bloco 26 e toda a participação no bloco 15. Além disso, o bloco 34 foi devolvido para o governo de Angola. Em 2011, a produção líquida da Petrobras em Angola foi de 1,64 mil barris de óleo equivalente por dia no bloco 2, que não é operado pela empresa.

Em 2012, toda a produção também se originou do bloco 2; a Petrobras era operadora dos blocos 6/06, 18/06 e 26, ainda em fase

² <http://200.143.23.87/pt/paises/angola/angola.htm>

exploratória. No Relatório Anual da Petrobras (2014), em Angola, consta apenas o bloco 26.

4.2 Benin

Em 22 de janeiro de 2011, a Petrobras adquiriu 50% de participação no bloco 4, localizado na costa do Benin, país situado na costa oeste da África, junto à empresa Compagnie Béninoise des Hydrocarbures – CBH, subsidiária da Lusitania Petroleum, que permaneceu com os 50% restantes.

Na época, essa área, denominada Margem Equatorial do Atlântico, atraía grande interesse da indústria do petróleo, principalmente após a descoberta, em 2007, do campo de Jubilee em Gana, país vizinho ao Benin.

A expectativa era encontrar óleo leve, reproduzindo descobertas realizadas em atividades exploratórias no continente Africano. A Petrobras buscava áreas de grande potencial exploratório, de forma a proporcionar sinergia com o portfólio brasileiro e obter vantagens competitivas com sua experiência em reservatórios turbidíticos e produção em águas profundas.

Os investimentos de US\$ 34,5 milhões realizados na aquisição do bloco exploratório referiam-se a bônus de assinatura e reembolso de custos passados. Adicionalmente foram realizados outros gastos na aquisição, processamento e interpretação de sísmica 3D, além de custos administrativos e impostos, totalizando cerca de US\$ 66 milhões. Esses trabalhos eram necessários para a decisão de perfuração do poço.

Em 2012, a Shell manifestou interesse em adquirir participação no bloco. O desinvestimento foi considerado benéfico à Petrobras, pelo compartilhamento de riscos e custos, com a consequente diminuição da exposição financeira.

Em 23 de setembro de 2013, ocorreu o início da perfuração do poço Houmelan-1, cujas operações foram concluídas em 20 de abril de 2014, com poço seco.

O insucesso e as informações obtidas com a perfuração do poço Houmelan-1 aumentaram consideravelmente os riscos do prospecto.

Após negociações entre representantes da Petrobras, Shell, CBH e o do Governo do Benim, ficou acertada a saída da Petrobras do consórcio bloco 4.

Atualmente a Petrobras não possui nenhum negócio no Benin.

4.3 Gabão

No Gabão, a Petrobras adquiriu, em 2011, 50% dos direitos de exploração de dois blocos *offshore*. O compromisso incluiu a realização de estudo sísmico 3D e a perfuração de poços para continuar com a próxima fase do projeto. Em 2012, foi realizado um estudo sísmico 3D nos blocos Ntsina Marin e Mbeli Marin, com profundidade da água de até 2.200 m. Esses dois blocos ainda constam do Relatório da Petrobras de 2015.

4.4 Namíbia

Na Namíbia, a Petrobras tinha participação no bloco 2714A. Esse bloco, localizado na plataforma continental no sul da Namíbia, cobre uma área de aproximadamente 5.500 km² em águas com profundidades de 150 m a 1.500 m. Em 2011, a Petrobras tornou-se o operador do bloco. Em 2012, foi perfurado o primeiro poço, porém não houve descoberta. Nesse ano, estava em avaliação o potencial remanescente do bloco 2714A.

No Relatório Anual da Petrobras (2014), não mais constava nenhuma participação da empresa em bloco na Namíbia.

4.5 Nigéria

As principais atividades da Petrobras na África concentram-se na Nigéria, nos campos de Akpo e Agbami. Em 2011, a produção nesses campos foi de 55,99 mil barris de óleo equivalente por dia. A empresa tem, ainda, o projeto de desenvolvimento da produção no campo de Egina e atividade exploratória nos campos de Egina South e Preowei, todos sob o regime de partilha de produção. Em razão de sua importância, a atuação da Petrobras na Nigéria é tratada no capítulo 6.

4.6 Tanzânia

A Petrobras atua na Tanzânia desde 2004, quando foi assinado contrato com a Tanzanian Petroleum Development Corporation – TPDC, relacionado ao bloco 5. Em 2006, houve assinatura de contrato relativo ao bloco 6. Em 2012, o governo da Tanzânia assinou acordos de partilha de produção com três empresas, incluindo a Petrobras, para explorar petróleo na área *offshore* do bloco 8.

Em 2011, a Petrobras, por meio de sua subsidiária Petrobras Tanzania Ltd, passou a contar com a parceria da Shell Deepwater Tanzania BV, que adquiriu 50% dos direitos dos blocos 5 e 6. A Petrobras manteve-se como operadora desses blocos. Também nesse ano, foi realizada a perfuração do poço Zeta-1, no bloco 5, onde, com base na interpretação de sísmica 3D, foi possível identificar prospecto com potencial para descoberta de gás.

No Relatório Anual da Petrobras (2014), constavam os blocos 6 e 8, e não mais o bloco 5. No relatório de 2015, não consta nenhuma informação sobre a Tanzânia.

5. Venda de ativos e formação da *Joint Venture* na África

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras (2014), em junho de 2013, a Petrobras estabeleceu uma *Joint Venture* (JV) com o BTG Pactual para explorar oportunidades de petróleo e gás na África. Essa JV foi formada a partir da aquisição pelo BTG Pactual de 50% das ações emitidas pela Petrobras Oil & Gas B.V. – PO&G por meio da subsidiária integral Petrobras International Braspetro B.V. – PIB BV por US\$ 1,5 bilhão.

A PO&G está envolvida na exploração e produção de petróleo e gás por meio de suas subsidiárias na Nigéria e escritórios, à época, em Benin, Gabão e Namíbia. Em maio de 2014, a carteira da PO&G foi expandida quando ela obteve controle sobre a subsidiária da Petrobras na Tanzânia e, em junho de 2014, quando ela obteve controle do escritório da Petrobras em Angola.

Durante 2014, as atividades de exploração da PO&G resultaram na perfuração de quatro poços considerados secos e um considerado uma descoberta subcomercial.

Os ativos da JV com o BTG Pactual incluíam:

- Angola: licença do bloco 26, retido no final de 2014. Ao longo de 2014, venceram as licenças de três blocos: 2/85, em abril, 6/06 e 18/06, em novembro. Todos esses blocos estavam na fase exploratória;
- Benin: bloco 4, em fase exploratória (atualmente, a Petrobras não tem ativos nesse país);
- Gabão: blocos Ntsina Marin e Mbeli Marin, em fase exploratória;
- Namíbia: foi devolvido o bloco 2714A para o governo da Namíbia em abril de 2014;
- Nigéria: campos produtores de Agbami e Akpo e projeto de Egina, em fase de desenvolvimento, e campos de Preowei e Egina Sul, em fase de avaliação;
- Tanzânia: blocos exploratórios 6 e 8 (no Relatório da Petrobras de 2015, não mais constam informações sobre esse país).

A Figura 5.1 mostra os países onde a Petrobras tinha operações, quando do estabelecimento da JV com o BTG Pactual.



Figura 5.1 Países onde atua a PO&G

No dia 25 de janeiro de 2015, a Petrobras divulgou esclarecimentos sobre a formação da JV para atuação na África. De acordo com esse esclarecimento, a decisão de internacionalização da Petrobras deu-se no final da década de 90, em contexto totalmente diverso do atual. A Petrobras tomou essa decisão porque, naquela época, não havia expectativas de contar com suficientes reservas de óleo e gás no Brasil para garantir o suprimento do País.

Segundo a Petrobras, com a descoberta do Pré-Sal, a companhia intensificou ali a exploração e produção, descobrindo vários campos gigantes; situação oposta a que levava a companhia à internacionalização. A área do Pré-Sal passou a demandar vultosos investimentos e a oferecer produtividade excepcional. Como faria qualquer companhia de petróleo, a Petrobras mudou seu enfoque de internacionalização para o de concentração de investimentos no Brasil. Dessa forma, seus negócios em todo o mundo foram reavaliados.

De acordo com o esclarecimento, o principal motivo para a formação da JV na África foi viabilizar o desenvolvimento do campo de Egina, na Nigéria, que exigiria investimentos da ordem de US\$ 3 bilhões. Sem a formação de uma JV e sem possibilidade de captar recursos desse montante via novo financiamento no mercado, as alternativas para a Petrobras viabilizar o desenvolvimento de Egina seriam a saída total do campo de Agbami, ou

ainda a diluição de sua participação no campo de Akpo, na Nigéria. Portanto a formação da JV foi, segundo a Petrobras, a melhor alternativa para a empresa, assegurando sua permanência estratégica na África.

De acordo com a Petrobras, as operações da empresa na África envolviam não apenas os campos em produção na Nigéria de Akpo e Agbami, mas também ativos exploratórios de alto risco nos países: Benin, Gabão, Namíbia, Angola e Tanzânia. Desde a formação da JV, as atividades exploratórias já teriam consumido, até a época, investimentos da ordem de US\$ 250 milhões na perfuração de quatro poços, que não resultaram em descobertas de hidrocarbonetos, ou seja, poços secos.

De acordo com a estatal, teriam sido incluídas outras entidades financeiras na lista das 14 empresas convidadas para o processo. Além do BTG Pactual, a Petrobras convidou para participação no processo competitivo empresas com atuação em óleo e gás e empresas financeiras, como fundos de investimentos de outros países. Um dos fundos de investimento, que era controlador de uma empresa petroleira estrangeira, chegou a enviar proposta inferior à do BTG em valor e condições.

A Chevron teria sido consultada pela Petrobras, mas revelou não ter interesse, naquele momento, em aumentar sua posição em todos os ativos na África. O direito de preferência da Chevron se aplicaria caso a Petrobras tivesse escolhido a alternativa de venda só do campo de Agbami. No caso da formação da JV, englobando todos os ativos na África, não seriam modificadas as composições de cada consórcio individualmente, e, portanto, não caberia direito de preferência em razão da entrada de um novo sócio na JV.

Segundo o esclarecimento da Petrobras, a Nigéria discutia a modificação de seu marco regulatório do petróleo sem que houvesse certeza sobre o seu texto final, início da sua aplicação e impactos nos negócios. Essa indefinição traria incerteza aos negócios locais e, assim, empresas internacionais vêm postergando seus investimentos. As propostas recebidas consideravam que o sócio compartilharia com a Petrobras os riscos. A proposta do BTG de US\$ 1,5 bilhão, por 50% da JV, estava dentro da faixa de valor da avaliação interna da Petrobras e foi considerada justa pelo assessor financeiro Standard Chartered Bank.

De acordo com a estatal, financiamentos são necessários para alavancar qualquer empresa. A linha de crédito RBL (Reserve Based Loan) foi obtida após extensas negociações com um grupo de nove bancos, que resultaram na melhoria das condições comerciais, consideradas aceitáveis pelos sócios Petrobras e BTG. Cabe ressaltar que a alavancagem de um empresa e a busca de sua estrutura ótima de capital, balanceando dívida e *equity*, é reflexo de uma boa gestão financeira visando agregação de valor. Como já esclarecido anteriormente, a Petrobras não teria condições de endividamento adicional, se permanecesse sozinha no negócio.

Segundo a Petrobras, a lucratividade das operações de produção na África já permitia, anteriormente à formação da JV, a distribuição de dividendos para a Petrobras através de sua controlada PIB BV. As operações eram lucrativas, o que permitiu a distribuição de dividendos de US\$ 150 milhões para cada um dos sócios agora não mais via PIB BV, mas por meio da PO&G.

De acordo com o esclarecimento, desinvestimentos da Petrobras eram necessários e previstos no seu Plano de Negócios desde 2011. As operações de desinvestimentos são uma fonte importante de recursos. Todas as empresas no mundo consideram como uma das fontes de recursos as operações de desinvestimentos, que envolvem requisitos de sigilo e confidencialidade e têm como benefício a antecipação do fluxo de caixa futuro dos ativos desinvestidos, bem como, no caso de formação de parcerias, o compartilhamento dos riscos e dos investimentos necessários para continuidade das atividades.

6. Dados e análise dos ativos na Nigéria

O campo de Agbami foi descoberto no bloco exploratório *Oil Prospecting License* – OPL 216. No entanto, aproximadamente um terço do Campo estava localizado no OPL 217, conforme mostrado na Figura 6.1³. Em dezembro de 2004, o bloco OPL 216 foi convertido na liberação da *Oil Mining Lease* – OML 127. Em fevereiro de 2005, foi assinado um acordo de unitização, que viabilizou o desenvolvimento do campo gigante de Agbami.

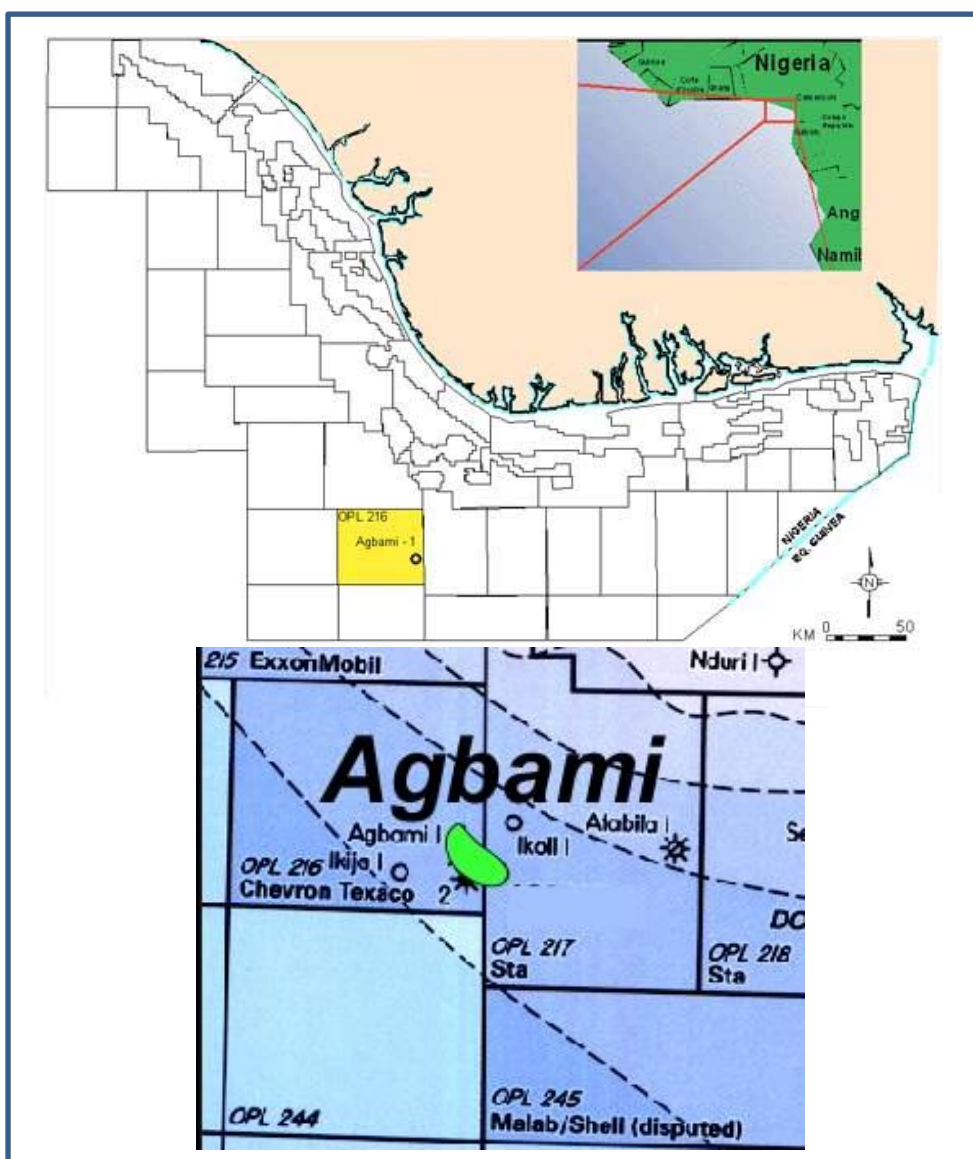


Figura 6.1 Localização do campo de Agbami

³ http://www.rigzone.com/news/image_detail.asp?img_id=1443

6.1 Agbami

O projeto de Agbami é estimado em US\$ 3,5 bilhões, sendo o maior desenvolvimento em águas profundas da Nigéria⁵. O campo está localizado a cerca de 113 quilômetros da costa desse país, na parte central do Delta do Niger. O campo é explorado sob regime de partilha de produção. A Chevron é a operadora do campo de Agbami. Também têm participação nesse campo a Statoil e a PO&G.

A empresa Famfa Oil Ltd. recebeu do Governo Federal os direitos exploratórios do bloco OPL 216 em agosto de 1993⁶. Em setembro de 1996, a empresa cedeu à Star Deep Water Petroleum, subdiária da Texaco, 40% de participação nesse bloco 216. Em 1998, quantidades comerciais de óleo leve, API 45°, foram descobertas. As reservas de Agbami podem atingir 1,56 bilhão de barris de óleo equivalente, sendo a melhor estimativa de 1 bilhão de barris.

Em maio de 1998, a Petrobras foi convidada para participar do projeto com uma parcela de 8%, ficando a Famfa com 60% e a Star Deep com 32%. Em outubro de 2000, a Texaco e suas subsidiárias foram compradas pela Chevron.

Em dezembro de 2004, a licença de exploração foi convertida no OML 127. Em fevereiro de 2005, um acordo de unitização foi assinado com os detentores da OPL 217.

Antes da unitização, as participações eram as seguintes: Nigerian National Petroleum Corporation – NNPC (50%); Star Deep (32%); Famfa (10%); Petrobras (8%). Depois da unitização, as participações mudaram para Chevron (68,15% - operador), Statoil (18,85%) e Petrobras (13%) (Durham, 2010).

O poço Agbami-1 atravessou um reservatório do tipo arenito saturado com óleo, cuja espessura varia de 134 m a 205 m. O grau API do óleo varia de 35° a 45°, com baixo teor de enxofre.

O poço Agbami-2 atravessou reservatórios de 163 m em cinco zonas portadores de óleo, uma das quais produziu 10 mil barris por dia.

⁵ <http://www.offshore-technology.com/projects/agbami/>

⁶ http://www.famfa.com/Early_History.php

O óleo tinha grau API 45°, com baixo nível de contaminantes, tais como, vanádio, níquel e ferro.

Agbami foi desenvolvido com um sistema de produção submarino conectado a um navio de produção, estocagem e descarga do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*).

O campo entrou em operação em 2008 e seu pico de produção de óleo foi de 250 mil barris por dia. Um programa de dez poços aumentou a capacidade de produção para compensar o declínio do campo. O FPSO foi projetado para essa produção de óleo e para uma produção de 12,7 milhões de metros cúbicos de gás.

O casco do FPSO de Agbami foi construído pela Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering. O custo total do FPSO foi de US\$ 1,2 bilhão. Ele está ancorado em lâmina d'água de 1.463 m e conectado a 40 poços submarinos. A Figura 6.3 mostra o FPSO de Agbami.



Figura 6.3 FPSO de Agbami

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras (Formulário 20-F) para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2012, a participação da empresa em Agbami era de 12,5%. Assim, sua parcela máxima na produção de óleo seria de 31,25 mil barris por dia.

Admitindo-se a curva de produção de óleo mostrada na Figura 6.4, uma taxa de desconto de 8,5% ao ano, que os contratados tenham uma receita líquida de 20% do valor da receita bruta e um valor do barril de US\$ 65 (de 2013 a 2029), o valor presente líquido da parcela da Petrobras era de US\$ 984 milhões em 2013.

Registre-se que, em 2013, o mercado trabalhava com preços médios do petróleo muito acima de US\$ 65 por barril. Por isso, foi admitido esse valor que, no cenário atual, parece alto.

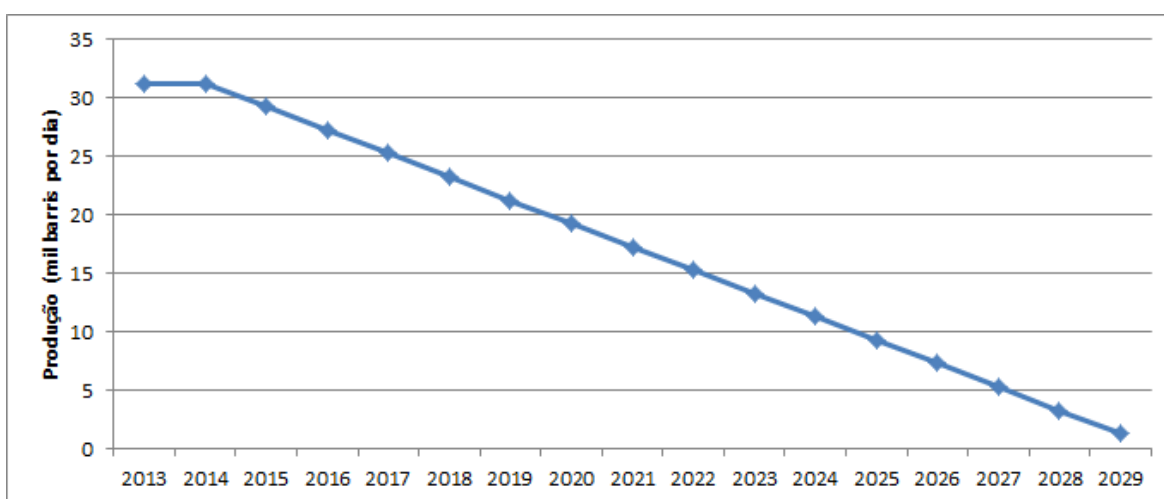


Figura 6.4 Curva de produção da Petrobras em Agbami

6.2 Akpo

O campo de Akpo, descoberto em 2000, está localizado em águas profundas da Nigéria a 200 quilômetros de Port Harcourt. Ele é operado pela Total. A China National Offshore Oil Corporation – CNOOC, a PO&G e a South Atlantic Petroleum – Sapetro também têm participação.

O governo da Nigéria concedeu a OPL 246 para a Sapetro em 1998. Em razão do sucesso da avaliação, 50% do OPL 246 foi convertido na OML 130 em 2005, onde estão localizados os campos de Akpo,

Egina, Preowei e Egina Sul. Awad e Ferreira⁷ apresentam dados dos campos de Akpo, Egina e Preowei.

O campo de Akpo está localizado a 200 quilômetros da costa da Nigéria, em lâminas d'água de 1.300 m a 1.500 m. As reservas estimadas são de 620 milhões de barris de condensado e mais de 28 bilhões de metros cúbicos de gás de acordo com a Total⁸.

O sistema submarino de produção contempla 44 poços, sendo 22 produtores, 20 de injeção de água e 2 injetores de gás. Foram instalados 100 quilômetros de linhas de fluxo, 80 quilômetros de umbilicais e 14 risers para conectar a rede submarina ao FPSO⁹. A Figura 6.5 mostra o sistema de produção de Akpo.

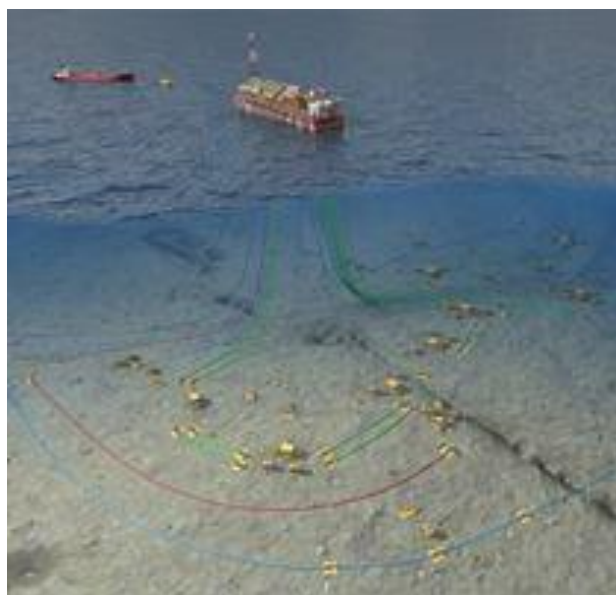


Figura 6.5 Sistema de produção de Akpo

O FPSO, ancorado por 12 linhas, foi projetado para processar 185 mil barris de condensado por dia e 15 milhões de metros cúbicos de gás por dia. A capacidade de estocagem é de 2 milhões de barris dcondensado.

⁷ AWAD, Samir e FERREIRA, Rudy. Petrobras In Nigeria: a Success Case. 18th World Petroleum Congress - 25-29 September, 2005, Johannesburg, South Africa.

⁸ http://www.mundopositivo.com.br/noticias/20145084-petrobras_quer_vender_blocos_na_nigeria_por_us_5_bi.html

⁹ <http://abarrelfull.wikidot.com/akpo-oil-field>

O gás é transportado por um gasoduto de 150 quilômetros até as plataformas do campo de Amenam Kpono. De lá, é transportado até um terminal de gás natural liquefeito – GNL.

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras (Formulário 20-F) para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2012, a participação da empresa em Akpo era de 20%. Assim, sua parcela máxima na produção de óleo seria de 37 mil barris por dia.

Admitindo-se a curva de produção de óleo mostrada na Figura 6.6, uma taxa de desconto de 8,5% ao ano, que os contratados tenham uma receita líquida de 20% do valor da receita bruta e um valor do barril de US\$ 65 (de 2013 a 2029), o valor presente líquido da parcela da Petrobras era de US\$ 1,095 bilhão em 2013.

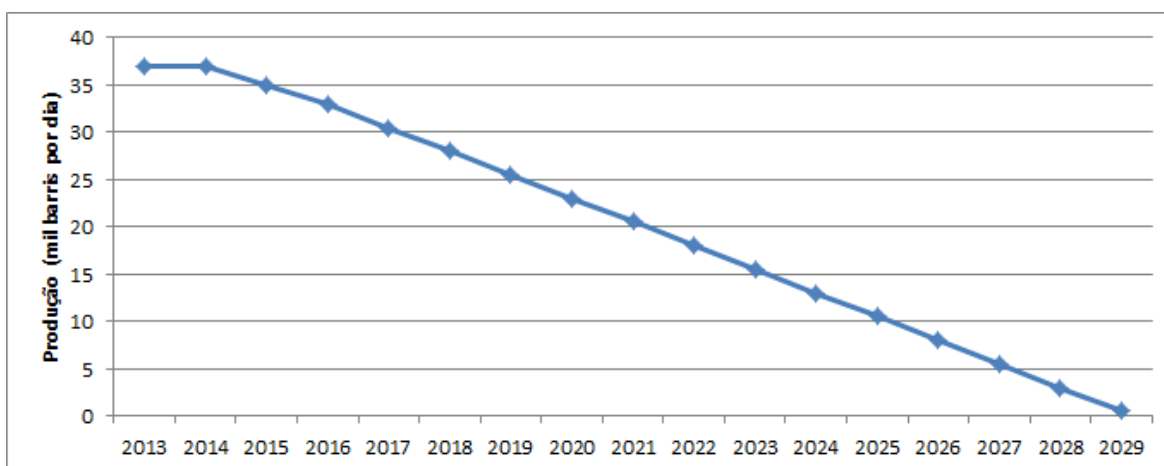


Figura 6.6 Curva de produção da Petrobras em Akpo

6.3 Egina

O campo de Egina está localizado a 150 quilômetros da costa da Nigéria. O campo está sendo desenvolvido pela Total, que é a operadora, em parceria com a CNOOC, Sapetro e PO&G¹⁰. Egina está localizado a cerca de 20 quilômetros do campo de Akpo, situado em lâmina d'água de até 1.750 m.

O campo foi descoberto em dezembro de 2003, quando foi perfurado o poço Egina-1. Já foram perfurados 5 poços, que atravessaram

¹⁰ <http://www.offshore-technology.com/projects/egina-field/>

reservatórios tipo arenito com espessura de 60 m a 80 m. As reservas de óleo estão estimadas em 550 milhões de barris. A produção prevista do poço Egina-5 era de 12 mil barris por dia.

Os estudos de engenharia básica iniciaram-se em 2008. No ano, seguinte, o plano de desenvolvimento do campo foi aprovado pelas autoridades da Nigéria.

O primeiro FEED (*front end engineering design*) foi finalizado em julho de 2010. O desenvolvimento do campo de Egina contempla um FPSO, um terminal de descarga e sistemas submarinos de produção, tais como riser, 52 quilômetros de linhas de fluxo, 12 jumpers flexíveis, 20 quilômetros de gasoduto de exportação, 80 quilômetros de umbilicais e manifolds submarinos.

O campo de Egina deve produzir até 200 mil barris de óleo por dia e 4,5 milhões de metros cúbicos de gás por dia. Em junho de 2013, foi assinado um contrato de engenharia, aquisições, fabricação, instalação e pré-comissionamento de US\$ 3,5 bilhões. Para o sistema submarino, o valor do contrato, também assinado em 2013, foi de US\$ 1,2 bilhão.

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras (Formulário 20-F) para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2012, a participação da empresa em Egina era de 20%. Assim, sua parcela máxima será de 40 mil barris de óleo por dia.

Admitindo-se a curva de produção mostrada na Figura 6.7, uma taxa de desconto de 8,5% ao ano, que os contratados tenham uma receita líquida de 20% do valor da receita bruta e um valor do barril de US\$ 65 (de 2015 a 2023), o valor presente líquido da parcela da Petrobras era de US\$ 1,020 bilhão em 2013.

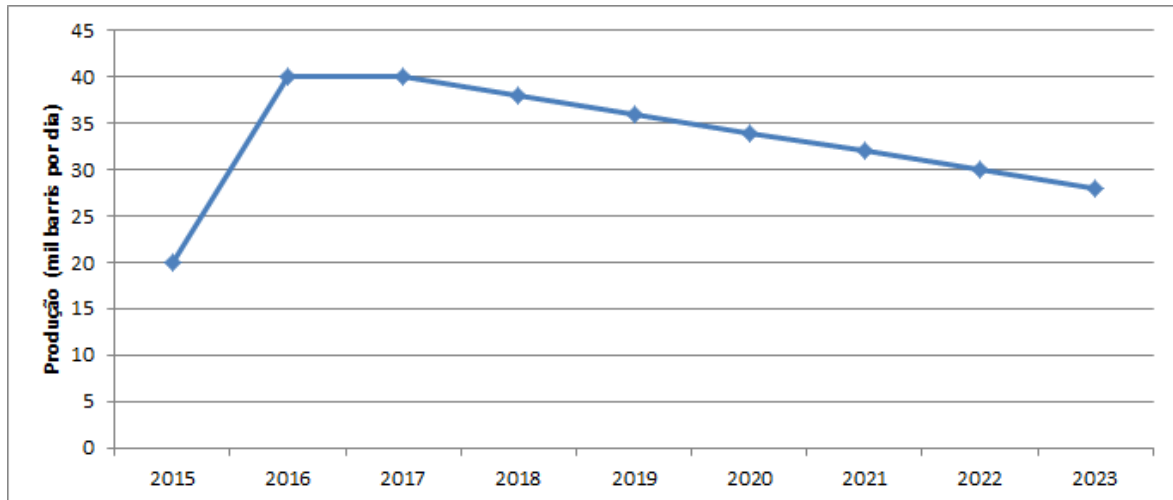


Figura 6.7 Curva de produção da Petrobras em Egina

6.4 Preowei e Egina Sul

O campo de Preowei, com reservas de 200 milhões de barris de óleo leve, está localizado no mesmo bloco de Egina¹¹. Também apresenta óleo de 28° API. Possivelmente, um oleoduto levará a produção para o FPSO ancorado em Egina ou Akpo, para dali ser exportada. A Figura 6.8 mostra a localização dos poços Preowei-1 e Preowei-2. Também é mostrada a localização do poço Egina South-1. As reservas de Egina Sul são estimadas em 41 milhões de barris.

Estima-se que o valor presente líquido da Petrobras referente a Preowei e Egina Sul era metade do de Egina, ou seja, de US\$ 510 milhões em 2013.

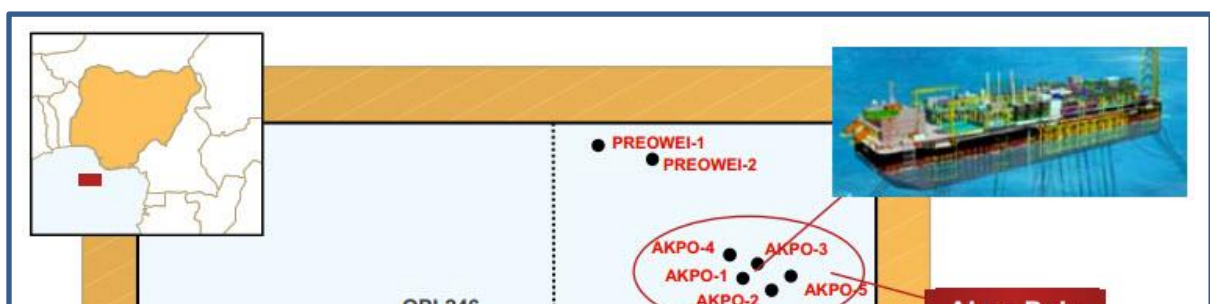


Figura 6.8 Localização dos poços de Preowei e Egina Sul¹²

6.5 Análise do valor dos ativos da Petrobras na Nigéria em 2013

A Tabela 6.1 mostra a participação da Petrobras em ativos na Nigéria, em 2013, as estimativas de reserva e do valor desses ativos.

Conforme mostrado na Tabela 6.1, o valor estimado dos ativos da Petrobras na Nigéria, em 2013, foi de US\$ 3,609 bilhões, sem computar o valor presente das receitas líquidas do gás da ordem de US\$ 370 milhões. Importar registrar que, conforme noticiado na imprensa internacional¹³, o valor dos ativos da Petrobras na África, em 2010, era de US\$ 5 bilhões.

Consta do Formulário 20-F – 2009, arquivado na *Security and Exchange Commission* – SEC, que a Petrobras realizou investimentos de cerca de US\$ 2,4 bilhões apenas nos campos de Agbami e Akpo. Até o final de 2008, já tinham sido investidos US\$ 1,8 bilhão.

Esse valor de US\$ 2,4 bilhões é compatível com notícia divulgada na imprensa nacional que cita investimentos da Petrobras de US\$ 2,5 bilhões apenas nos campos de Agbami e Akpo¹⁴.

Tabela 6.1 Valor estimado dos ativos da Petrobras na Nigéria em 2013

¹² <http://www.2b1stconsulting.com/total-and-cnooc-to-select-samsung-for-egina-fpso/>

¹³ <http://uk.reuters.com/article/2013/03/27/uk-petrobras-nigeria-idUKBRE92Q0BB20130327>

¹⁴ <http://www.istoedinheiro.com.br/noticias/negocios/20150119/petrobras-anuncia-aquisicao-milhao-barris-petroleo-akpo-nigeria/225423.shtml>

Área	Participação da Petrobras em 2013	Reservas estimadas (bilhões de barris)	Reservas estimadas da PO&G (milhões de barris de óleo)	Valor presente líquido estimado (US\$ milhões)
Agbami	12,5%	1,000	120,0	984
Akpo	20%	0,620	124,0	1.095
Egina	20%	0,550	110,0	1.020
Preowei e Egina Sul	20%	0,241	48,2	510
Total		2,411	402,2	3.609

Os valores presentes líquidos de Agbami e Akpo, de US\$ 2,079 bilhões provavelmente estão subavaliados, pois não estariam gerando retorno para a Petrobras, uma vez que o investimento foi de US\$ 2,4 bilhões. Assim sendo, o valor presente líquido estimado de todos os ativos da Petrobras apenas na Nigéria, em 2013, devia ser maior que US\$ 3,609 bilhões.

Observa-se, então, que apenas 50% dos ativos da Petrobras na Nigéria teriam um valor de, pelo menos, US\$ 1,804 bilhão. Esse valor é maior que o valor de US\$ 1,5 bilhão pago pelo BTG Pactual para adquirir 50% de todos os ativos da Petrobras na África.

A melhor estratégia da Petrobras poderia ter sido a venda de Egina, Egina Sul e Akpo, que ainda não estavam em produção e exigiam investimentos, e a manutenção da participação em Agbami e Akpo onde os investimentos já haviam sido feitos e podem representar uma importante fonte de receita para a estatal.

7. Proposta de bancos para venda de ativos na África

Segundo notícia veiculada na imprensa, bancos de investimento teriam mostrado à Diretoria da Petrobras que, a partir das participações em países como Nigéria, Angola e Namíbia, a empresa poderia ter feito uma *Initial Public Offering* – IPO de uma “Petrobras África”, que teria um valor de mercado de US\$ 11 bilhões a US\$ 17 bilhões¹⁵. Admitindo-se o valor inferior de mercado de US\$ 11 bilhões, a metade dos ativos da Petrobras na África seria de US\$ 5,5 bilhões.

Em vez de fazer um IPO, a Diretoria da Petrobras teria decidido vender 100% dos ativos. Teriam sido convidados 14 potenciais interessados; nove teriam sido habilitados.

A Petrobras, contudo, teria alterado sua decisão e decidido vender 50% dos seus ativos. Assim, a empresa passaria a ter um sócio na África. Nesse cenário de parceria, apenas duas empresas teriam mostrado interesse: o BTG Pactual e uma empresa espanhola. O BTG Pactual ofereceu US\$ 1,5 bilhão e formou a parceria com a Petrobras.

Como já mencionado, esse valor de US\$ 1,5 bilhão é menor que o valor presente líquido estimado de US\$ 1,804 bilhão, que corresponde a 50% apenas dos ativos na Nigéria, que, em razão dos investimentos feitos pela Petrobras, pode ser considerado subavaliado.

¹⁵ <http://brazilianbubble.com/petrobras-sells-african-asset-for-peanuts-to-brazils-vampire-squid-btg-pactual-who-gets-free-lunch-from-brazilian-taxpayers-again/>

8. América do Sul

A entrada da Petrobras na América do Sul ocorreu de forma mais intensa no final da década de 1990 e na primeira metade dos anos 2000. Com a expansão dos negócios internacionais a partir de 1990, a Petrobras decidiu criar a Área Internacional como uma das Diretorias da área de Negócios. A Diretoria da Área Internacional assumiu, em 2000, a gestão dos ativos e atividades fora do Brasil. Em 2002, essa Diretoria incorporou a Braspetro.

O objetivo do ingresso no Cone Sul foi motivado pelas sinergias de recursos e menores custos de transporte e comunicação, graças à proximidade geográfica com o Brasil. A seguir são listadas algumas atividades da Petrobras na Argentina, Bolívia e Colômbia.

8.1 Argentina

Os principais negócios da Petrobras referentes à Argentina foram o contrato de permuta de ativos com a REPSOL YPF, em 2000, e a compra da participação da família Perez Companc na Perez Companc S.A., em 2002.

Nesse contrato de permuta, a Petrobras, em troca de 99,6% das ações do grupo Eg3 na Argentina, cedeu à REPSOL YPF uma participação de 30% na refinaria Alberto Pasqualini, o direito de comercialização de combustíveis em cerca de 230 postos de gasolina da BR Distribuidora e a participação de 10% no campo de Albacora Leste¹⁶. A Eg3 era uma empresa de refino (refinaria de Bahía Blanca) e de distribuição, com uma rede de 735 postos de serviço.

Em 2000, a Perez Companc S.A. foi reestruturada. A participação da família Perez Companc passou para 58% do capital total e 80% do capital votante e a empresa passou a ser a controladora da Pecom Energia S.A, que tinha 45 subsidiárias e participações minoritárias em 25 outras companhias.

¹⁶ <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/acordo-com-repsol-ypf-brasil-sa>

Ainda no ano de 2000, a companhia adquiriu a parcela restante da refinaria San Lorenzo, na província de Santa Fé, e passou a ter controle sobre uma rede de 25 postos de serviço. Ela também iniciou um programa exploratório no Equador e de atividades de produção de poliestireno no Brasil.

No final de 2001, aprofundou-se a recessão econômica na Argentina e o governo não foi capaz de manter a paridade do peso com o dólar americano. Isso deixou a Perez Companc S.A. em grandes dificuldades e provocou a sua desvalorização.

Em 2002, a família Perez Companc vendeu suas ações para a Petrobras por US\$ 1,03 bilhão. As atividades não ligadas à área de energia foram vendidas por US\$ 190 milhões.

Ainda em 2002, a produtora de óleo e gás Petrolera Santa Fe S.R.L Perez Companc S.A. foi renomeada Petrobras Energia Participaciones S.A; em 2003, a subsidiária Pecom Energia S.A. foi renomeada Petrobras Energia S.A. – PESA, que incorporou, em 2004, a Eg3 e a Petrolera Santa Fe, assim como a Petrobras Argentina S.A., que já existia.

A PESA já tinha participação em 24 campos, sendo 17 produtores de óleo e gás. Tinha, também, plantas petroquímicas produtoras de estireno, poliestireno, polipropileno, fertilizante e borracha sintética na Argentina e no Brasil.

A PESA também era proprietária de duas termelétricas, detendo 70% da Enecor S.A., uma companhia de transmissão, e tinha participações na Edesur S.A., Transener S.A. e Yacylec S.A. Outras participações incluíam a Petroquímica Cuyo S.A., Refineria del Norte e Transportadora de Gas del Sur S.A.

A Transener é proprietária de rede de extra alta tensão, compreendendo perto de 8,8 mil quilômetros de linhas de transmissão. Outros 8,8 mil quilômetros pertencem à Transba S.A. A Transener opera 95% das linhas de alta tensão na Argentina e é subsidiária da Pampa Energía, o maior produtor privado de eletricidade da Argentina, que passou a ter o controle da empresa quando comprou participação da PESA em 2004¹⁷. Em 2006, entraram na sociedade a Enarsa e a Electroingeniería, por meio da aquisição

¹⁷ http://broom02.revolvy.com/main/index.php?s=Transener&item_type=topic

de participação acionária da empresa que pertenciam à National Grid do Reino Unido¹⁸. A Electroingeniería teria comprado a participação da PESA¹⁹.

É importante ressaltar que quando a PESA incorporou a Eg3, em 2004, também foi incorporada a refinaria Bahía Blanca, em Buenos Aires. Nesse ano, a PESA também abriu uma planta de etileno na refinaria de San Lorenzo.

A PESA passou a ser uma empresa integrada de energia, envolvida com exploração e produção de óleo e gás, refino, petroquímicas, geração e transmissão de energia elétrica, e transporte e comercialização de hidrocarbonetos. As operações eram principalmente na Argentina, mas também ocorriam na Bolívia, Equador, México e Venezuela.

Em 2009, foi aprovada a mudança de nome da Petrobras Energia S.A. – PESA para Petrobras Argentina S.A., que se tornou efetiva a partir de julho de 2010, mantida a sigla PESA.

Com as grandes descobertas no Brasil, especialmente na província do Pré-Sal, houve uma reorientação do Conselho de Administração da Petrobras e a companhia passou a desinvestir na Argentina.

Em 2 de maio de 2011, a PESA vendeu ativos de refino e distribuição na Argentina à Oil Combustibles S.A. por US\$ 102 milhões, conforme acordo assinado em 4 de maio de 2010. A operação compreendeu a refinaria de San Lorenzo, uma planta fluvial, uma rede de comercialização de combustíveis vinculada à refinaria com aproximadamente 360 postos de serviço, bem como os estoques de petróleo e derivados.

Em 31 de março de 2015, o Conselho de Administração da PESA aprovou a alienação da totalidade de seus ativos situados na Bacia Austral, na província de Santa Cruz, para a Compañía General de Combustibles S.A. – CGC pelo valor de US\$ 101 milhões.

Os ativos que fizeram parte da transação são 26 concessões de exploração e produção em terra, com produção média de 15 mil barris de óleo equivalente por dia, e toda a infraestrutura necessária para escoamento, tratamento e armazenamento dessa produção.

¹⁸ <https://es.wikipedia.org/wiki/Transener>

¹⁹ <http://www.lavoz.com.ar/politica/investigacion-de-vido-por-la-venta-de-transener-electroingenieria>

Essa foi a primeira alienação de ativo no âmbito do plano de desinvestimento da Petrobras para o biênio 2015 e 2016, cuja meta de realização é de US\$ 13,7 bilhões. Essa venda foi registrada no primeiro trimestre de 2015, com resultado contábil positivo no lucro líquido de aproximadamente US\$ 65 milhões.

Em 3 de maio de 2016, a Petrobras informou a conclusão da negociação, com a Pampa Energía, dos principais termos e condições para a venda da totalidade de sua participação na PESA, detida pela Petrobras Participaciones – PPSL.

A Pampa Energía, companhia de capital aberto, é uma empresa integrada de energia da Argentina que atua nos segmentos de exploração e produção de óleo e gás, além de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A negociação envolve a venda de 67,19% de participação na PESA, a retenção pela Petrobras de 33,6% da concessão de Rio Neuquen, com grande potencial de produção de gás natural na Bacia Neuquina, na Argentina, e de 100% do ativo de Colpa Caranda, campos de produção de gás natural na Bolívia. O preço base da transação é de US\$ 892 milhões, equivalente a US\$ 1,327 bilhão para 100% da PESA²⁰.

O comprador passa a controlar áreas de exploração e produção, como a Petrolera Entre Lomas, a refinaria Dr. Ricardo Eliçabe (antiga refinaria Bahía Blanca), com capacidade para processar 30,5 mil barris diários de petróleo, uma rede de postos de distribuição de combustíveis e lubrificantes (Lubrax)²¹.

Entre os ativos de transporte, também estão incluídas no pacote participações de 23,10% no Oleoducto del Valle (Oldelval) e 11,42% no Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), no Equador. Na área de gás e energia, a PESA controla a termelétrica Genelba (674 MW) e a hidrelétrica Pichi Picun Leufu (285 MW), entre outros. A Petrobras detinha participação de 6,5% na geração de energia da Argentina.

²⁰ <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/concluimos-negociacao-para-venda-de-subsidiaria-na-argentina.htm>

²¹ http://www.sindicombustiveis.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=7852:-petrobras-fecha-venda-ativos-na-argentina-e-no-chile&catid=1:recentes&Itemid=28

Segundo a Petrobras, essa operação faz parte do Programa de Desinvestimentos previsto no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019. A conclusão da operação está sujeita à deliberação e aprovação de seus termos e condições finais pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração, além dos órgãos reguladores competentes.

8.2 Bolívia

As operações da Petrobras na Bolívia são agregadas em uma subsidiária da Petrobras International Braspetro BV - PIB BV, denominada Petrobras Bolívia Inversiones e Servicios - PEBIS. A PEBIS controla quatro companhias: Petrobras Bolivia, Petrogasbol, Sociedade Transportadora San Marcos e 44,5% da Transierra.

A PIB BV, com sede em Amsterdã, foi criada no fim de 2002 para agregar as operações internacionais da estatal brasileira na área de exploração e de produção de petróleo e gás. A criação dessa empresa fez parte de uma reestruturação na área internacional da companhia, com o objetivo de aproveitar facilidades tributárias e os tratados comerciais entre a Holanda e outros países onde a estatal brasileira atua.

Entre esses acordos, deve-se ressaltar a existência do Tratado de Proteção de Investimentos entre a Bolívia e a Holanda, assinado no âmbito do *International Center for Settlement of Investments Disputes* - ICSID do Banco Mundial, em Washington.

A Petrobras Bolivia é uma empresa que participa da indústria de petróleo, gás e energia em território boliviano, com sede na cidade de Santa Cruz de la Sierra. Os negócios da Petrobras Bolivia incluem a busca de novas reservas de petróleo e gás em seis dos nove estados da Bolívia: Tarija, Chuquisaca, Cochabamba, Beni, La Paz e Santa Cruz.

Essa empresa, além de desenvolver atividade de exploração em outros blocos, é a operadora da produção de hidrocarbonetos nos blocos San Alberto e San Antonio, no estado de Tarija. A Tabela 8.1 mostra os dois principais contratos subscritos pela Petrobras referentes a

esses blocos.

Tabela 8.1 Principais Contratos de Risco Compartilhado da Petrobras Bolívia

Ano	Operador	Sócios	Participação	Bloco
1996	Petrobras Bolivia S.A.	Petrobras Bolivia S.A.	35%	San Alberto
		Total Exploration Production Bolívie	15%	
		Empresa Petrolera Andina S.A.	50%	
1996	Petrobras Bolivia S.A.	Petrobras Bolivia S.A.	35%	San Antonio
		Total Exploration Production Bolívie	15%	
		Empresa Petrolera Andina S.A.	50%	

A Petrobras Bolivia opera também o gasoduto Yacuiba - Río Grande (GÁSYRG) e o Gasoduto da Transportadora San Marcos em Puerto Suárez, na fronteira com o Brasil. Suas operações na Bolívia incluíam, ainda, a produção, comercialização e distribuição de derivados de petróleo produzidos nas refinarias que eram de propriedade da Petrobras Bolivia Refinación – PBR. A PBR, antes denominada EBR, foi a única empresa do sistema Petrobras que foi nacionalizada pelo Decreto nº 28701 do governo boliviano.

Por meio da PBR, a Petrobras Bolivia comprou, em 2000, no governo de Hugo Bánzer, as refinarias "Gualberto Villarroel", na cidade de Cochabamba, e "Guillermo Elder Bell" na cidade de Santa Cruz de la Sierra, por US\$102 milhões.

A capacidade conjunta dessas refinarias é de 60 mil barris por dia. A partir dessa aquisição e da compra da Pérez Companc, a Petrobras praticamente assumiu o monopólio do refino na Bolívia. A estatal brasileira passou a ter uma fatia de 98% do mercado de refino, 25% do mercado de

combustíveis e 63% do mercado de lubrificantes.

Na área de serviços, a empresa Petrobras Bolivia Inversiones Y Servicios S.A. presta serviços às demais empresas do grupo, tais como serviços de administração geral, compras, contabilidade e finanças, tributos, tecnologia da informação e telecomunicações, recursos humanos, planejamento, segurança, meio ambiente e saúde, comunicação social e assessoria legal.

Somados os dispêndios realizados em *upstream* e *downstream*, desde sua chegada à Bolívia, a Petrobras Bolivia e seus sócios investiram no país cerca de US\$1,5 bilhão. Desses investimentos, cerca de US\$1 bilhão foi feito apenas pela Petrobras Bolivia.

Bolívia e Petrobras negociaram, em maio de 2007, o valor a ser pago à Petrobras pela nacionalização das refinarias. Ficou decidido que o valor de venda seria de US\$ 112 milhões.

Em 2015, os testes de redução ao valor recuperável, dos campos de produção de óleo e gás no exterior, apresentados como ativos do segmento de exploração e produção da área internacional, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização, na Bolívia, de R\$ 614 milhões, em função da revisão de premissas de preço decorrente de uma queda expressiva das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional.

8.3 Colômbia

A chegada da Petrobras à Colômbia, em 1972, marcou o início do processo de internacionalização da empresa²². Foi criada a Petrobras Colombia Limited. Na década de 1990, a empresa expandiu seus negócios naquele país, adquirindo ativos de vários operadores. Em 2000, a Petrobras fez uma das maiores descobertas na Colômbia: o campo de Guando, localizado 110 quilômetros a Sudeste de Bogotá.

Em 2004, foi assinado um acordo para exploração em águas profundas na plataforma continental caribenha, tendo sido instalado um

²² <http://www.petrobras.com/en/countries/colombia/colombia.htm>

poço exploratório. Em 2010, foram retomados os trabalhos no bloco Balay, seguido pelo bloco Tiple.

Em setembro de 2013, de acordo com seu plano estratégico, foi aprovada a venda de 100% das ações da Petrobras Colombia Limited. Os ativos que foram parte desse processo incluíram participações em onze blocos terrestres e ações no duto Colômbia.

Atualmente, a Petrobras ainda conta com importantes ativos e com planos de investimento no país. A Petrobras opera nos segmentos *offshore* e *onshore* e no comércio de combustíveis e lubrificantes.

A plataforma continental é a nova fronteira exploratória da Colômbia, onde a Petrobras busca usar sua experiência para enfrentar os desafios naquele país. A Petrobras também tem participação em blocos *onshore* com potencial para hidrocarbonetos convencionais e não convencionais localizados na região de Tolima.

A Petrobras conta, ainda, com uma rede de 115 postos de serviço. Além disso, a empresa oferece uma linha de lubrificantes no país.

8.4 Chile

A Petrobras Chile Distribución – PCD operava no Chile desde 2007. Em 2008, Petrobras comprou a participação da ExxonMobil na Esso Chile Petrolera e empresas associadas²³.

Em 3 de maio de 2016, a Petrobras informou a conclusão das negociações, com a Southern Cross Group, dos principais termos e condições para a venda de 100% da PCD, detida pela Petrobras Caribe Ltd.

A PCD possui 279 postos de serviço, além de oito terminais de distribuição de combustíveis, operações em 11 aeroportos, participação em duas empresas de logística e uma planta de lubrificantes.

A Southern Cross Group é uma companhia de *private equity* fundada em 1998, com US\$ 2,9 bilhões em ativos sob gestão e foco em investimentos na América Latina. A empresa atua nos setores industriais, de serviços, logística e de produtos de consumo.

²³ http://www.bnamericas.com/company-profile/es/Petrobras_Chile_Distribucion_Ltda,-Petrobras_Chile

Após os ajustes acordados entre as partes, o valor final da operação deverá ser de aproximadamente US\$ 490 milhões.

Segundo a Petrobras, essa operação faz parte do Programa de Desinvestimentos previsto no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019. Sua aprovação final está sujeita à assinatura de um contrato definitivo; à deliberação e aprovação de seus termos e condições finais pela Diretoria Executiva; pelo Conselho de Administração; pelo Comitê Executivo da Southern Cross, bem como à obtenção das aprovações regulatórias aplicáveis.

9. Acórdão nº 107/2016 – TCU – Plenário

O Congresso Nacional, por meio de requerimento do então Presidente da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, Deputado Rodrigo de Castro, solicitou a realização de ações de controle concernentes a negócios da Petrobras na Argentina, com indícios de irregularidades. No âmbito do processo TC 011.755/2015-6, foi votado o acórdão AC-107-2/16-P – TCU.

Nesse acórdão, consta excerto da instrução, aprovada pelos dirigentes da Secretaria de Controle Externo da Administração Indireta no Rio de Janeiro, que apresenta exame de admissibilidade, exame técnico, conclusão e proposta de encaminhamento.

Foi considerada legítima a autoridade solicitante, cabendo o conhecimento do expediente como solicitação do Congresso Nacional.

Nos termos do exame técnico, a essência da solicitação perpassou suposto acordo de venda de 50% das ações da Petrobras na Petrobras Argentina S.A. – PESA à Indalo por US\$ 900 milhões, além da venda de todas as refinarias, distribuidoras e unidades de petroquímica operadas pela Petrobras na Argentina por US\$ 238 milhões.

A Petrobras informou, por meio de resposta à diligência do TCU que houve um processo competitivo para tentativa de venda parcial de ações da Petrobras Participaciones SL – PPSL, que é a acionista majoritária da PESA.

Mencionou, ainda, que neste processo o grupo Indalo apresentou a melhor oferta de compra e prosseguiu-se com uma negociação. No entanto, a operação foi submetida à Diretoria Executiva da Petrobras, que não a aprovou.

Em documentos encaminhados pela Petrobras ao TCU, consta o DIP NN 120/2013, que trata da venda de 50% das ações da PPSL (projeto Lara), bem como a Ata da Diretoria Executiva (DE) 5.036, de 24/5/2013, em que se decide pela não aprovação da operação.

Das informações levantadas, percebe-se que a transação que embasou a solicitação do Congresso Nacional, no sentido de que este Tribunal realizasse ações de controle, não foi aprovada pela Diretoria da

Petrobras, restando desnecessária, portanto, qualquer ação de controle nesse sentido.

Em relação a outros ativos da Petrobras na Argentina, cujas alienações foram concretizadas nos últimos anos, a estatal enviou ao TCU documentos referentes às transações, resumidas na Tabela 9.1.

Tabela 9.1 - Informações sobre alienações na Argentina enviadas ao TCU.

Projeto	Data Assinatura	Preço de alienação (US\$ MM) (quando aplicável)	Parcela alienada	Adquirente
<i>Atreu</i>	<i>04/05/2010</i>	<i>102</i>	<i>Ativos de Downstream (Refinaria San Lorenzo, 360 postos)</i>	<i>Oil Combustibles</i>
<i>Innova</i>	<i>30/03/2011</i>	<i>332</i>	<i>100% das ações da empresa Innova SA</i>	<i>Petrobras SA</i>
<i>PELSA</i>	<i>28/05/2012</i>	<i>249,4</i>	<i>Venda pela PPSL (controlada integral indireta da Petrobras SA) de 39,67% das ações da empresa Petrolera Entre Lomas SA</i>	<i>Petrobras Argentina SA</i>
<i>Gaivota</i>	<i>30/01/2013</i>	<i>35</i>	<i>100% das ações das empresas Petrobras Finance Bermuda Ltd. e Petrobras Eletricidad de Argentina S.A., subsidiárias indiretas integrais da PESA, o que representa a venda total da participação indireta de 27,3% da PESA na Edesur.</i>	<i>Hidroeléctrica Piedra Del Águila S.A e La Plata Cogeneración S.A., ambas empresas do Grupo Sadesa.</i>
<i>Hermes</i>	<i>31/01/2014</i>	<i>40,7</i>	<i>Venda da participação total que a PESA detinha (38,45%) no campo de Puesto Hernández, localizado nas províncias de Neuquen e de Mendoza na Argentina.</i>	<i>YPF S.A.</i>
<i>Parva Negra</i>	<i>15/10/2014</i>	<i>-</i>	<i>42,5% da área de Parva Negra</i>	<i>Esso</i>
<i>Chirete</i>	<i>19/03/2015</i>	<i>-</i>	<i>50% do bloco exploratório Chirete (Salta, Argentina)</i>	<i>High Luck Group, Sucursal Argentina</i>
<i>Tarsila</i>	<i>31/03/2015</i>	<i>101</i>	<i>Venda das participações totais detidas pela PESA nos ativos da Bacia Austral (71% em Santa Cruz I, 50% em Santa Cruz I Oeste, 100% em Santa Cruz II, 87% em Estancia Chiripá e 87% em Glencross).</i>	<i>Compañía General de Combustibles S.A. ('CGC')</i>

De acordo com a instrução, a solicitação do Congresso Nacional não apontou indícios de irregularidades em relação às transações expostas na Tabela 9.1. Dessa forma, não se vislumbrou necessária proposição de fiscalização dessas transações.

Foi ressaltado, ainda, que o processo TC 014.720/2014-0, de relatoria do Ministro Vital do Rêgo, trata de levantamento das aquisições e alienações realizadas pela Petrobras entre 2009 e 2014.

No âmbito desse processo, foi proferido o Acórdão nº 1.914/2015–TCU–Plenário, que determinou, entre outras medidas, a elaboração de um plano de ação com o objetivo de acompanhar as transações de empresas e ativos pela Petrobras, por meio de uma metodologia específica, que incluía critérios de seleção e de avaliação de operações pretéritas e futuras.

Nesse contexto, serão vislumbrados critérios, envolvendo materialidade, risco e conhecimentos específicos desses tipos de transação, que ensejarão o acompanhamento e fiscalização daquelas mais suscetíveis a, ou com indícios de, irregularidades.

Nos termos da instrução, não se vislumbrou pertinente a eventual aplicação, ao TC 014.720/2014-0 ou ao processo de acompanhamento de transações, dos atributos definidos no art. 5º da Resolução TCU 215/2008, pelo fato de não tratarem especificamente da transação que embasou a solicitação do Congresso Nacional.

Na conclusão da instrução, consta que, após a realização de diligência junto à estatal, foi constatado que o acordo supostamente irregular não fora firmado, já que a Diretoria Executiva da Petrobras não aprovara a transação. Dessa forma, julgou-se desnecessária a realização da ação de controle demandada.

Na proposta de encaminhamento, a instrução propõe conhecer da solicitação do Congresso Nacional, por estarem preenchidos os requisitos de admissibilidade previstos nos arts. 38, inciso I, da Lei 8.443/1992, 232, inciso III, do Regimento Interno do TCU e 4º, inciso I, alínea b, da Resolução-TCU 215/2008 (itens 11-12); informar ao Ex-Presidente da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, Exmo. Sr. Deputado Rodrigo de Castro, e ao autor da Proposta de Fiscalização 120/2013, o Deputado Fernando Jordão, que o acordo em que a Indalo pagaria US\$ 900

milhões por 50% das ações que a Petrobras detém na PESA e compraria por US\$ 238 milhões todas as refinarias, distribuidoras e unidades de petroquímica operadas pela estatal brasileira não foi aprovado pela Diretoria Executiva da Petrobras (itens 15-18); e considerar a solicitação integralmente atendida e arquivar o processo, nos termos dos arts. 169, inciso II, do Regimento Interno do TCU, e 17, inciso I, da Resolução TCU 215/2008.

O Voto do Relator, Ministro José Múcio Monteiro, foi de acatar a instrução e considerar atendida a solicitação.

Os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, diante das razões expostas pelo Relator, acordaram em conhecer da solicitação; informar ao Deputado Rodrigo de Castro, Ex-presidente da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, e ao Deputado Fernando Jordão, autor da Proposta de Fiscalização 120/2013, que o acordo em que a Indalo pagaria US\$ 900 milhões por 50% das ações que a Petrobras detém na PESA e compraria por US\$ 238 milhões todas as refinarias, distribuidoras e unidades de petroquímica operadas pela estatal brasileira não foi aprovado pela Diretoria Executiva da Petrobras; encaminhar ao solicitante, em complemento às informações acima descritas, cópia da Ata da Diretoria Executiva da Petrobras 5.036, de 24/5/2013, em que se decide pela não aprovação da operação que serviu de base para a presente solicitação; considerar a solicitação integralmente atendida; e arquivar o processo.

10. Legalidade da venda de ativos

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, determinou, em seu art. 67, que os contratos celebrados pela Petrobras para aquisição de bens e serviços seriam precedidos de procedimento licitatório simplificado, a ser definido em Decreto do Presidente da República.

Contudo, o Decreto nº 2.745, de 24 de agosto de 1998, que regulamentou esse artigo, extrapolou sua competência, pois definiu procedimentos para venda ou alienação de ativos, nos seguintes termos:

“CAPÍTULO VIII

LICITAÇÃO PARA ALIENAÇÃO DE BENS

8.1 Observado o disposto no Estatuto Social, a alienação de bens do ativo permanente, devidamente justificada, será sempre precedida de avaliação e licitação, dispensada esta nos seguintes casos:

a) dação em pagamento, quando o credor consentir em receber bens móveis ou imóveis em substituição à prestação que lhe é devida;

b) doação, exclusivamente para bens inservíveis ou na hipótese de calamidade pública;

c) permuta;

d) venda de ações, que poderão ser negociadas em bolsa, observada a legislação específica;

e) venda de títulos, na forma da legislação pertinente.

8.2 A alienação será efetuada mediante leilão público, ou concorrência, quando se tratar de imóveis, segundo as condições definidas pela Diretoria Executiva, indicadas no respectivo edital, previamente publicado.”

O art. 67 da Lei nº 9.478/1997 é muito claro ao restringir o procedimento licitatório simplificado para aquisição de bens e serviços, não para alienação de bens.

Dessa forma, qualquer alienação de bens por parte da Petrobras, que compõe a administração pública indireta, teria que ser feita com base na Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993.

A Constituição Federal estabelece, ainda, os princípios da administração pública, nos seguintes termos:

“Art. 37. A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência...”

Importa ressaltar que o Decreto nº 2.745/1998, além de afrontar o princípio da legalidade, ofende os princípios da impessoalidade e da publicidade. Esse Decreto introduziu, sem base legal, as seguintes inovações:

- cria novas hipóteses de dispensa e inexigibilidade;
- desvincula o valor no que se refere às modalidades de licitação;
- suprime a obrigatoriedade de extensão do convite aos demais cadastrados, desobedecendo ao princípio da impessoalidade;
- redefine formas de dar publicidade aos certames licitatórios, em afronta ao princípio da publicidade;
- restringe a publicidade da carta-convite à empresa e aos seus convidados.

O poder regulamentar com o qual contam as autoridades máximas dos Poderes Executivos, nas esferas federal, estadual e municipal, é restrito ao estabelecimento de normas procedimentais para o cumprimento das leis, sendo-lhes vedado inovar em relação ao dispositivo legal. Assim, os atos do Poder Executivo que exorbitem da delegação legislativa devem ser sustados pelo Congresso Nacional.

Em suma, as vendas dos ativos da Petrobras deveriam ter ocorrido nos termos da Lei nº 8.666/1993. A ausência de publicidade e impessoalidade do processo dessas vendas indicam que isso não ocorreu.

11. Conclusões

Em 1997, a Petrobras deixou de ser a executora do monopólio estatal do petróleo no Brasil com a aprovação da Lei nº 9.478. Pretendia-se atrair novos concorrentes para o setor, trazendo como consequência a redução da participação da Petrobras no mercado nacional. Nesse cenário, a empresa decidiu aumentar sua participação em mercados internacionais.

A Petrobras passou a ter como foco a porção dos Estados Unidos no Golfo do México, devido às oportunidades exploratórias na plataforma continental, proximidade do mercado americano e pela estabilidade regulatória do país; o Oeste da África, em razão das elevadas reservas de petróleo na área offshore e da capacidade da empresa em produção em águas profundas; e a América Latina, com oportunidades de integração regional, acordos comerciais e proximidade ao mercado brasileiro.

Na área de exploração e produção, a Petrobras firmou parcerias com grandes empresas petrolíferas. Merecem destaque as parcerias em águas profundas no setor dos Estados Unidos no Golfo do México e na Nigéria. A empresa descobriu o campo petrolífero de Guando, uma das maiores descobertas na Colômbia, e os campos de gás natural de San Alberto e San Antonio, no sul da Bolívia.

Em 2002, ocorreu a criação da Área de Negócio Internacional e a incorporação da Braspetro à Petrobras. Com isso, a empresa ampliou suas atividades internacionais em refino, transporte e distribuição, além da exploração e produção.

Frente a mudanças no ambiente externo internacional e aos impactos advindos da descoberta da província do Pré-Sal, em 2009, um novo posicionamento estratégico foi adotado para a Área Internacional da Petrobras.

Essa descoberta passou a exigir grandes investimentos no Brasil. Foi concebido, então, o programa de desinvestimento. Foi nesse contexto que a Petrobras vendeu participações, principalmente, na Argentina e na África.

Ao final de 2015, a Petrobras tinha unidades, subsidiárias e escritórios de negócios e representação financeira nos seguintes países: Angola, Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, China, Colômbia, Gabão, Japão, Líbia, México, Namíbia, Holanda, Nigéria, Paraguai, Singapura, Tanzânia, Turquia, Estados Unidos, Reino Unido, Uruguai e Venezuela.

Na Argentina, os principais negócios foram o contrato de permuta de ativos com a REPSOL YPF, em 2000, e a compra da participação da família Perez Companc na Perez Companc S.A., em 2002.

Nesse contrato de permuta, a Petrobras, em troca de 99,6% das ações do grupo Eg3 na Argentina, cedeu à REPSOL YPF uma participação de 30% na refinaria Alberto Pasqualini, o direito de comercialização de combustíveis em cerca de 230 postos de gasolina da BR Distribuidora e a participação de 10% no campo de Albacora Leste.

Em outubro de 2002, a família Perez Companc vendeu suas ações para a Petrobras por US\$ 1,03 bilhão. As atividades não ligadas à área de energia foram vendidas por US\$ 190 milhões.

Após a descoberta do Pré-Sal, houve uma reorientação e a companhia passou a desinvestir na Argentina. Em 2 de maio de 2011, foram vendidos ativos de refino e distribuição na Argentina à Oil Combustibles S.A. por US\$ 102 milhões. A operação compreendeu a refinaria de San Lorenzo, uma planta fluvial, uma rede de comercialização de combustíveis.

Em 31 de março de 2015, foi aprovada a alienação dos ativos situados na Bacia Austral para a Compañia General de Combustibles S.A. por US\$ 101 milhões.

Em 3 de maio de 2016, a Petrobras informou a conclusão da negociação, com a Pampa Energía, dos principais termos e condições para a venda da totalidade de sua participação na PESA, detida pela Petrobras Participaciones – PPSL.

A negociação envolve a venda de 67,19% de participação na PESA, a retenção pela Petrobras de 33,6% da concessão de Rio Neuquen, com grande potencial de produção de gás natural na Bacia Neuquina, na Argentina, e de 100% do ativo de Colpa Caranda, campos de produção de gás natural na Bolívia. O preço base da transação é de US\$ 892 milhões, equivalente a US\$ 1,327 bilhão para 100% da PESA.

O comprador passa a controlar áreas de exploração e produção, como a Petrolera Entre Lomas, a refinaria Dr. Ricardo Eliçabe (antiga refinaria Bahía Blanca). Entre os ativos de transporte, também estão incluídas no pacote participações de 23,10% no Oleoducto del Valle e 11,42% no Oleoducto de Crudos Pesados, no Equador. Na área de gás e energia, a PESA controla a termelétrica Genelba e a hidrelétrica Pichi Picun Leufu, entre outros.

Na Bolívia, os negócios da Petrobras incluem a busca de novas reservas de petróleo e gás, além de ser a operadora da produção de hidrocarbonetos nos blocos San Alberto e San Antonio. Opera também o gasoduto Yacuiba - Río Grande e o Gasoduto da Transportadora San Marcos em Puerto Suárez, na fronteira com o Brasil.

Suas operações na Bolívia incluíam, ainda, a produção, comercialização e distribuição de derivados de petróleo produzidos nas refinarias que eram de propriedade da Petrobras. Em maio de 2007, Bolívia e Petrobras acertaram o valor de US\$ 112 milhões a ser pago à Petrobras pela nacionalização das refinarias.

Em 2015, testes de redução ao valor recuperável, dos campos de produção de óleo e gás no exterior, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização de R\$ 614 milhões na Bolívia.

Na Colômbia, em 2000, a Petrobras fez uma das maiores descobertas no país: o campo de Guando. Em 2004, foi assinado um acordo para exploração em águas profundas na plataforma continental caribenha, tendo sido instalado um poço exploratório. Em setembro de 2013, foi aprovada a venda de 100% das ações da Petrobras Colombia Limited. Os ativos que foram parte desse processo incluíram participações em onze blocos terrestres e ações no duto Colômbia.

Nos Estados Unidos, a Petrobras atua em exploração e produção desde 1987, quando adquiriu participações em oito blocos no setor americano do Golfo do México. No início de 2012, a Petrobras iniciou a produção do campo de Cascade.

Em 2015, foi registrada uma perda de R\$ 1,750 bilhão referente aos campos de produção de óleo e gás nos Estados Unidos, em

função da revisão de premissas de preço decorrente de uma queda expressiva das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional. Em 2014, a Petrobras registrou uma perda relacionada aos campos de produção de óleo e gás de Cascade e Chinook de R\$ 4,162 bilhões.

Desde 2008, a Petrobras atua nos Estados Unidos na área de refino e comercialização, após a aquisição de metade do complexo de Pasadena. Esse complexo está localizado no Texas e possui capacidade de processamento de 100 mil barris por dia. Em abril de 2012, a Petrobras comprou o restante do complexo.

Com relação à aquisição da refinaria de Pasadena, já foi exarado o Acórdão nº 1.927/2014 – Plenário do Tribunal de Contas da União – TCU. Nos termos desse Acórdão, em março de 2006, a Petrobras adquiriu 50% das ações de Pasadena por US\$ 360 milhões. Para a compra do restante, a Petrobras pagou US\$ 820,5 milhões.

O TCU converteu o processo em tomada de contas especial e chamou em citação e audiência diretores e administradores da Petrobras para apresentarem justificativas ou recolherem aos cofres públicos o prejuízo estimado de US\$ 792 milhões. O TCU decretou, cautelarmente, a indisponibilidade pelo período de até um ano dos bens de todos os agentes arrolados como responsáveis.

Desde a aquisição pela Petrobras em 2006, houve baixas de valor do ativo refinaria de Pasadena que totalizaram US\$ 530 milhões, sendo US\$ 160 milhões em 2008, US\$ 147 milhões em 2009 e US\$ 223 milhões em 2012.

No México, a Petrobras iniciou suas atividades em 2003 como operadora em contratos de serviço de produção e exploração de gás natural nos blocos terrestres de Cuervito e Fronterizo. Adicionalmente, a Petrobras tinha um acordo de colaboração técnica e científica com a Pemex.

Na Ásia, a Petrobras atua na China, Singapura e Japão. Em 2005, foi assinado um memorando de entendimento com a Corporação Nacional de Petróleo da China com o objetivo de desenvolver negócios conjuntos nas atividades integradas do setor, envolvendo refino, dutos e exploração e produção de recursos petrolíferos, em terra e no mar, no Brasil, na China ou em outras regiões do mundo.

O escritório da Petrobras em Singapura é responsável pelo apoio às atividades comerciais na área de petróleo e derivados para a Ásia, com exceção da China. Atua predominantemente na exportação de petróleo e óleo combustível e na importação de diesel na região. Também acompanha o mercado de petróleo e derivados de forma geral, desenvolvendo novos negócios e buscando oportunidades comerciais.

No Japão, a Petrobras está presente desde 2000, com a abertura do escritório de representação em Tóquio. Com essa representação, a empresa conseguiu importantes financiamentos para o desenvolvimento de projetos no Brasil.

Em 2005, a Petrobras iniciou uma parceria com a criação da Brazil-Japan Ethanol – BJE, uma *Joint Venture* formada entre a Petrobras e a Nippon Alcohol Hambai. Em 2008, a Petrobras entrou no setor de refino no país, adquirindo participação na Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha – NSS. Os ativos da NSS compreendem uma refinaria, um terminal de tancagem de petróleo e derivados, três píeres e uma monoboia.

Em abril de 2015, a Petrobras decidiu encerrar as operações de refino da NSS, mantendo a continuidade das atividades da NSS como terminal marítimo. O Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Auditadas de 2015, não registrou nenhum valor para esse ativo, tendo sido registrada uma perda por desvalorização de R\$ 343 milhões.

Na África, a Petrobras iniciou suas operações em Angola, em 1979. Os outros negócios da empresa na África ocorreram depois: Nigéria, em 1998; Tanzânia, 2004; Líbia, em 2005; Guiné Equatorial, em 2006; Namíbia, em 2009; Benin e Gabão, em 2011.

Em Angola, a história da Petrobras divide-se em duas fases. A primeira foi até novembro de 2006, época em que era sócia não operadora de apenas dois blocos; a segunda fase teve início em dezembro de 2006, quando a Petrobras passou a ter direitos de exploração e produção em mais quatro blocos no país, sendo operadora em três deles.

No fim de 2009, foi anunciada a descoberta de petróleo no poço Manganês-01, no bloco 18/06. Esse poço está localizado a 200 quilômetros de Luanda. Houve mais sete descobertas no bloco 15/05, onde a Petrobras possui 5% de participação. De acordo com Relatório Anual da

Petrobras (2011), a empresa vendeu a participação de 50% no bloco 26 e toda a participação no bloco 15. Além disso, o bloco 34 foi devolvido para o governo de Angola. No Relatório Anual da Petrobras (2014), consta, em Angola, apenas o bloco 26.

Em 22 de janeiro de 2011, a Petrobras adquiriu 50% de participação no Bloco 4, localizado na costa do Benin, junto à empresa Compagnie Béninoise des Hydrocarbures – CBH, que permaneceu com os 50% restantes.

Os investimentos de US\$ 34,5 milhões realizados na aquisição do bloco 4 referiam-se a bônus de assinatura e reembolso de custos passados. Adicionalmente foram realizados outros gastos na aquisição, processamento e interpretação de sísmica 3D, além de custos administrativos e impostos, totalizando cerca de US\$ 66 milhões.

Em 2012, a Shell manifestou interesse em adquirir participação no bloco. Segundo a Petrobras, o desinvestimento era benéfico à empresa, pelo compartilhamento de riscos e custos, com a consequente diminuição da exposição financeira. Em 23 de setembro de 2013, ocorreu o início da perfuração do poço Houmelan-1, cujas operações foram concluídas em 20 de abril de 2014, com poço seco.

O insucesso e as informações obtidas com a perfuração do poço Houmelan-1 aumentaram consideravelmente os riscos do prospecto. Após negociações entre representantes da Petrobras, Shell, CBH e o do Governo do Benin, ficou acertada a saída do consórcio do bloco 4. Atualmente a Petrobras não possui nenhum negócio no Benin.

No Gabão, a Petrobras adquiriu, em 2011, 50% dos direitos de exploração de dois blocos *offshore*. Em 2012, iniciou-se estudo sísmico 3D nos blocos Ntsina Marin e Mbeli Marin, com profundidade da água de até 2.200 metros. Esses dois blocos ainda constam da carteira da empresa.

Na Namíbia, a Petrobras planejava perfurar um poço exploratório no bloco 2714A. Em 2011, a Petrobras tornou-se o operador do bloco. Em 2012, foi perfurado o primeiro poço, porém não houve descoberta. Nesse ano, estava em avaliação o potencial remanescente do bloco 2714A. No Relatório Anual da Petrobras (2014), não consta mais nenhuma participação da empresa em bloco desse país.

Na Tanzânia, a Petrobras assinou, em 2004, contrato com a Tanzanian Petroleum Development Corporation relacionado ao bloco 5. Em 2006, houve assinatura de contrato relativo ao bloco 6. Em 2012, o governo da Tanzânia assinou acordos de partilha de produção com três empresas, incluindo a Petrobras, para explorar petróleo na área *offshore* do bloco 8. Em 2011, a Petrobras passou a contar com a parceria da Shell Deepwater Tanzania BV, que adquiriu 50% dos direitos dos blocos 5 e 6. A Petrobras manteve-se como operadora desses blocos. Também nesse ano, foi realizada a perfuração de poço no bloco 5.

No Relatório Anual da Petrobras de 2014, constavam os blocos 6 e 8, e não mais o bloco 5. No relatório de 2015, não consta nenhuma informação sobre a Tanzânia.

Na Nigéria, a produção líquida da Petrobras, em 2011, foi de 55,99 mil barris de óleo equivalente por dia nos campos Agbami e Akpo. A Petrobras também tinha uma participação no projeto do campo Egina, que estava em fase de desenvolvimento; as áreas de Preowei e Egina Sul estavam em fase de avaliação. Esses campos e áreas ainda constam da carteira da Petrobras.

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras de 2012, a participação da empresa em Agbami era de 12,5%. Foi estimado um valor presente líquido da parcela da Petrobras de US\$ 984 milhões em 2013.

O campo de Akpo, descoberto em 2000, está localizado em águas profundas. Ele é operado pela Total. A CNOOC, a PO&G e a Sapetro também têm participação nesse campo. As reservas estimadas são de 620 milhões de barris de condensado e mais de 28 bilhões de metros cúbicos de gás de acordo com a Total.

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras de 2012, a participação da empresa em Akpo era de 20%. Foi estimado um valor presente líquido da parcela da Petrobras de US\$ 1,095 bilhão em 2013.

O campo de Egina, está sendo desenvolvido pela Total, que é a operadora, em parceria com a CNOOC, Sapetro e PO&G. O campo de Egina deve produzir até 200 mil barris de óleo por dia e 4,5 milhões de metros cúbicos de gás por dia.

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras de 2012, a participação da Petrobras em Egina era de 20%. Foi estimado um valor presente líquido da parcela da empresa de US\$ 1,020 bilhão em 2013.

O campo de Preowei, com reservas de 200 milhões de barris de óleo leve, está localizado no mesmo bloco de Egina. As reservas de Egina Sul são estimadas em 41 milhões de barris. Foi estimado um valor presente líquido da parcela da Petrobras referente a Preowei e Egina Sul de US\$ 510 milhões em 2013.

O valor estimado dos ativos da Petrobras na Nigéria, em 2013, foi de US\$ 3,609 bilhões. Esse valor é menor que o valor dos ativos da Petrobras na África de US\$ 5 bilhões divulgado no ano 2010, conforme noticiado na imprensa internacional. Assim sendo, apenas 50% dos ativos da Petrobras na Nigéria teriam um valor de, pelo menos, US\$ 1,804 bilhão.

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras de 2014, em junho de 2013, a Petrobras estabeleceu uma *Joint Venture* (JV) com o BTG Pactual para explorar oportunidades de petróleo e gás na África. Essa JV foi formada a partir da aquisição pelo BTG Pactual de 50% das ações emitidas pela PO&G por meio de uma subsidiária integral PIB BV por US\$ 1,5 bilhão.

Esse valor é menor que a estimativa de US\$ 1,804 bilhão, referente a apenas 50% dos ativos da Petrobras na Nigéria. A melhor estratégia da Petrobras poderia ter sido a venda de blocos que ainda não estão em produção e exigem investimentos, e a manutenção da participação em Agbami e Akpo, onde os investimentos já haviam sido feitos. Agbami e Akpo representam uma importante fonte de receita.

Segundo notícia veiculada na imprensa, bancos de investimento teriam mostrado à Diretoria da Petrobras que, a partir das participações em países como Nigéria, Angola e Namíbia, a empresa poderia ter feito uma oferta pública de US\$ 11 bilhões a US\$ 17 bilhões. Admitindo-se o valor inferior de mercado de US\$ 11 bilhões, a metade dos ativos da Petrobras na África seria de US\$ 5,5 bilhões.

Com relação à legalidade, devem ser questionadas as vendas de ativo feitas pela Petrobras nos últimos anos. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, determinou, em seu art. 67, que os contratos celebrados pela estatal para aquisição de bens e serviços seriam precedidos de procedimento

licitatório simplificado, a ser definido em Decreto do Presidente da República. Contudo, o Decreto nº 2.745/1998, que regulamentou esse artigo, extrapolou essa competência, pois definiu procedimentos também para alienação de ativos.

Dessa forma, qualquer alienação de bens por parte da Petrobras, que compõe a administração pública indireta, teria que ter sido feita com base na Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993. A ausência de publicidade e impessoalidade dos processos de venda de ativos indica que isso não ocorreu.

12. Voto do Relator

A presente Proposta de Fiscalização e Controle – PFC nº 97, que teve seu Relatório Prévio aprovado pela Comissão de Minas e Energia, devidamente fundamentada no Regimento Interno da Câmara dos Deputados e apoiada nos preceitos constitucionais, constitui-se instrumento de fiscalização das vendas de ativos pela Petrobras.

Em face das observações feitas e das análises procedidas neste Relatório, voto pelo encaminhamento deste Relatório:

- ao Ministério Público Federal, para ações e análises relativamente à legalidade das vendas de ativos, com vistas a promover a responsabilização civil ou criminal dos gestores responsáveis por atos ilegais;
- aos Ministérios de Minas e Energia; da Fazenda e do Planejamento, Orçamento e Gestão, para as providências necessárias, com vistas a eliminar as distorções hoje existentes em relação às vendas de ativos por parte da Petrobras;
- ao Tribunal de Contas da União, para dar ciência da necessidade de atos adicionais de fiscalização e controle relativos aos preços de aquisições e vendas das inúmeras vendas de ativos e às perdas por desvalorização.

Sala da Comissão, em de de 2016.

Deputado SIMÃO SESSIM
Relator

2016-8096.docx