

O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética

Ildo Luís Sauer

Instituto de Energia e Ambiente, USP

RESUMO

A apropriação social da energia cumpriu uma função essencial nas revoluções sociais da Humanidade: a revolução agrícola, mediante a transição de caçadores e coletores para agricultores sedentários, se fez mediante a domesticação da fotossíntese; a revolução industrial propiciou a intensificação da produtividade social do trabalho mediante a utilização dos recursos fósseis, de estoque, inicialmente o carvão, seguido do petróleo em motores de combustão interna e dos sistemas elétricos. A segunda fase da revolução industrial, que, substancialmente, moldou a estrutura urbano-industrial atualmente hegemônica, produziu também uma dependência do petróleo como fonte de energia, especialmente para mobilidade de cargas e pessoas. Este capítulo examina as condições e os processos que conduziram à hegemonia do petróleo face às demais alternativas. São examinadas também as consequências vinculadas a este desdobramento. No campo ambiental, são analisadas as dificuldades da transição para fontes renováveis, requeridas para mitigação dos efeitos decorrentes da emissão de gases de efeito estufa. No campo geopolítico e econômico são revisadas as contradições e interesses antagônicos em torno da disputa pelo controle do acesso aos recursos petrolíferos e pela apropriação da renda petroleira. Neste contexto, o capítulo foca os desafios e oportunidades associados à descoberta dos recursos do pré-sal brasileiro concluindo pela necessidade de um exame crítico sobre a atual estratégia nacional, no que diz respeito à identificação, caracterização e quantificação das reservas e à definição do ritmo de produção e exportação em coordenação com a OPEP e demais países exportadores, o que implica na revisão do regime regulatório vigente, com o objetivo de garantir geração de recursos a serem investidos, de acordo com um plano nacional de desenvolvimento econômico e social. Nem o modelo de concessão, nem o de partilha se ajustam para garantir a hegemonia do interesse público, configurando-se a contratação direta da Petrobras, autorizada pela lei vigente, como a mais adequada por permitir a flexibilidade semelhante à dos contratos de serviços, onde prevalece o comando do Estado sobre a produção e exportação do petróleo.

Palavras-chave Pré-sal. Estratégia nacional. Transição energética. Mudanças climáticas.

INTRODUÇÃO

Recentemente os países integrantes do G7 (Grupo dos sete países mais desenvolvidos) anunciaram o objetivo de abolir o uso de combustíveis fósseis no decorrer deste século, como resposta às ameaças das mudanças climáticas. O Brasil, com a descoberta dos recursos do Pré-Sal, tornou-se um ator potencialmente relevante como produtor e exportador de petróleo, e aposta na geração de excedente econômico associado ao desenvolvimento e extração do petróleo para investimentos sociais capazes resgatar as graves assimetrias sociais que acometem o Povo brasileiro. Dadas as suas especificidades, o petróleo tem sido fonte de disputas pela apropriação de excedente econômico oriundo da diferença entre preço de mercado e custo de produção. Por isso uma das questões fundamentais está vinculada aos mecanismos de formação do preço do petróleo, cuja compreensão tem-se revelada precária e revestida de especulações destituídas de fundamentação teórica ou revestidas de simplificações inspiradas no senso comum. O preço e sua manutenção tem impacto decisivo sobre a geração e apropriação de excedente econômico, objeto de disputa dentro do sistema capitalista, como motor do processo de acumulação, essencial ao modo de produção capitalista. O preço do petróleo também funciona como balizador que sinaliza as possibilidades de novas fontes, especialmente as renováveis, menos impactantes sobre as mudanças climáticas, com efeito positivo sobre a descentralização da produção e a ampliação do acesso emprego, virem a ocupar espaço mais relevante, ou mesmo predominante, como requer o objetivo anunciado de eliminar o uso de combustíveis fósseis. No começo do século XX, a mobilidade

individual baseada em veículos elétricos disputou o espaço *pari-passu* com os veículos movidos a motor de combustão interna, e, para estes, o etanol disputou o espaço com os derivados do petróleo que acabaram por prevalecer. Nesta contenda, parâmetros relevantes foram os custos e preços relativos de combustíveis e dos veículos. Uma das respostas aos choques dos preços do petróleo da década de 1970 e de 2000 foi a tentativa de reintroduzir os veículos elétricos.

O presente trabalho revisa as condições que conduziram o petróleo a posição hegemônica como fonte de energia do modo de produção da atual estrutura urbano-industrial, e examina as possibilidades e consequências de sua eventual substituição em escala global e seus reflexos para o País. Busca recuperar o referencial teórico sobre a apropriação de recursos naturais no processo produtivo e na geração de riqueza, tanto do ponto vista da economia política quanto da análise baseada nos balanços líquidos para mobilização das fontes de energia, isto é, do retorno em energia por energia investida para obtê-la, conhecida pela sigla EROI (Energy Return on Energy Investment). Finalmente, a luz deste enfoque, o quadro mundial atual relativo ao papel do petróleo e os conflitos de interesse estratégicos e geopolíticos são examinados, inclusive para oferecer parâmetros de reflexão para o debate sobre o petróleo no Brasil.

A GÊNESE DA HEGEMONIA DO PETRÓLEO

A apropriação social da energia desempenhou um papel essencial na garantia do modo de produção de todas as formações sociais da Humanidade, estando

subjacente às duas revoluções sociais: na Revolução Agrícola, a energia do sol capturada via fotossíntese foi “domesticada” pela seleção de plantas e animais, com os caçadores e coletores nômades dando lugar a agricultores sedentários; na Revolução industrial, mediante o ataque aos estoques acumulados em escala geológica: primeiro, o carvão para vapor de indústrias, trens e navios, e em seguida, óleo como combustível para motores de combustão interna que aumentaram a mobilidade flexível, acompanhados pelos sistemas de energia elétrica para apoiar uma nova estrutura urbano-industrial.

A História da humanidade guarda profundos vínculos com o processo de apropriação social da energia. O *homo sapiens* tem cerca de 200 mil anos e na maior parte desse tempo viveu caçando e coletando aquilo que a fotossíntese, a energia do sol apropriada pela natureza, oferecia. O desenvolvimento da agricultura foi uma revolução que, há cerca de 12 mil anos, passou a controlar a fotossíntese, auxiliada pelo ciclo hidrológico, também movido pelo sol. Foram selecionadas plantas e animais que se alimentavam de plantas para proporcionar a alimentação, transporte e trabalho humanos. Surgiram as sociedades agrárias que em uns poucos milênios se espalharam por todos os continentes. Mas eram sociedades bem limitadas, que utilizavam amplamente o trabalho escravo. Dependiam da natureza e do trabalho físico humano e de alguns animais para garantir a produção dos meios necessários à sua existência.

Uma nova e profunda transformação começou a ocorrer no final do século XVII com a Revolução Inglesa e consolidou-se por volta do final do século XVIII, com as Revoluções Americana e Francesa. Sua base energética foi o aproveitamento do carvão, com sua queima para o aquecimento de água e a produção de vapor para acionar êmbolos e mover máquinas - teares, trens, navios. Essa nova base técnica foi essencial para o desenvolvimento do modo de produção capitalista, que se aproveitou de um novo regime de trabalho, com mão de obra assalariada. O trabalhador, em geral camponês expulso do campo que não tinha mais os meios de produção e passou a trabalhar com os meios de produção do patrão, passou a ter uma produtividade muito maior. Porque ao valor novo que agrega às mercadorias com seu trabalho vivo, soma-se - num tempo agora muito mais curto, em função da velocidade das máquinas - o valor do trabalho morto, do trabalho mecânico e desgaste dessas máquinas, equipamentos e edificações de propriedade do dono da fábrica. Finalmente, essa nova base técnica e o próprio sistema capitalista passaram por um aprofundamento, uma es-

pécie de segunda fase da Revolução, no final do século XIX, quando surgiram as telecomunicações, o gerador, o motor e transmissão elétricos e, principalmente, o motor de combustão interna à base de gasolina e de óleo diesel, que substituiu os cavalos e as carruagens e deu origem à indústria automobilística, flexibilizando a mobilidade individual e a circulação de mercadorias, até então sujeitas à rigidez dos trens e navios movidos pelo vapor produzido com a combustão do carvão.

Do ponto de vista social, é a fase em que o capitalismo se monopolizou, formaram-se os cartéis, associados ao sistema financeiro. E ocorreu uma intensificação extraordinária da produção de bens e mercadorias, e sua circulação e consumo numa escala e velocidade sem precedentes, graças ao petróleo. Também ocorreu a intensificação da mobilidade das pessoas, em termos de velocidade e distância. A Tabela 1 sintetiza os principais fatos e eventos relevantes para a trajetória de consolidação de hegemonia do petróleo como fonte energética.

Tabela 1 Fatos, eventos e marcos na consolidação da hegemonia do petróleo.

1859	Coronel Edwin Drake descobre petróleo em Titusville, Pennsylvania
1870	A gasolina já entrava na competição que se estabelecia entre carvão, querosene e óleos vegetais e animais como combustíveis para produzir luz artificial
1882	Constituída a Standard Oil Trust
1908	Descoberto petróleo na Pérsia; cria-se a Anglo Persian (posteriormente, BP)
Até 1910	A gasolina era obtida pela destilação do petróleo bruto
1911	A divisão da Standard Oil Trust é ordenada pela Suprema Corte
1915	I guerra. Na Alemanha milhares de motores foram rapidamente modificados e adaptados para funcionar com álcool
1917	União Soviética nacionaliza o petróleo
1922	Criação da YPF Argentina (Mosconi); embate com Standard Oil e Royal Dutch Shell
1928	Tratado de Achnacarry entre as “sete irmãs”
1935	O consumo de álcool na Europa alcançou os 550 milhões de litros
1937	Bélgica, outorgada patente a G. Chavanne : descrito o uso de ésteres etílicos de óleo de palma como diesel combustível.
1938	México nacionaliza companhias estrangeiras de petróleo

1942	Craqueamento Catalítico Fracionado (FCC), conduzido pela Standard Oil Company de New Jersey.
1950	Aramco - Arábia Saudita
1951	Nacionalizada a Anglo Iranian Oil Company
1956	Descoberto petróleo na Argélia e Nigéria
1960	OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) é fundada em Bagdá
1972	Iraque nacionaliza a Iraq Petroleum Concession
1973	Irã nacionaliza a propriedade do petróleo

(Fonte: Elaborada pelo autor).

O petróleo tornou-se a principal fonte de energia dessa fase, do modo de vida urbano-industrial, que persiste até agora. É a mais flexível, a que mais facilita a produção e o consumo. Permite mover máquinas sem depender de redes estruturadas e caras. A sua apropriação social permitiu uma intensificação extraordinária da produtividade do trabalho. Daí seu enorme valor. O valor excedente que sua introdução no processo social de produção e de circulação, é enorme quando comparado com o custo de produzi-lo.

A DISPUTA GEOPOLÍTICA E ESTRATÉGICA PELO CONTROLE DOS RECURSOS E PELO EXCEDENTE ECONÔMICO OU RENDA PETROLEIRA

Pelo pacto celebrado em Achnacarry, Castelo na Escócia, em 17 de setembro de 1928, as sete grandes empresas de petróleo do mundo se associaram em forma de cartel para definir o controle entre elas, tanto volumétrica quanto geograficamente, do mercado do petróleo, da produção à distribuição em todo mundo. Estas sete empresas, que dominaram o mercado entre 1911 e 1960, foram conhecidas como as Sete Irmãs: 1. Standard Oil of New Jersey (Esso), formada pela fusão com a Mobil ExxonMobil (EUA); 2. Royal Dutch Shell (anglo-holandesa); 3. Anglo-Iranian Oil Company (AIOC), mais tarde conhecida como British Petroleum (BP) (Reino Unido); 4. Standard Oil de Nova York, mais tarde conhecido como Mobil, fazendo parte hoje da ExxonMobil (EUA). 5. Standard Oil da Califórnia, então conhecido como Chevron, mais tarde se fundiu com a Texaco para formar ChevronTexaco, com nome atual de Chevron Corporation (EUA); 6. Gulfoil Corporation, que em 1985 foi adquirida pela Chevron quase completamente, enquanto a outra parte das ações foi para a BP (EUA); 7. Texaco, que se fundiu com a Chevron em 2001, fusão conhecida por algum tempo

como ChevronTexaco, e em 2005, novamente Chevron, sendo Texaco agora uma marca registrada da Chevron Corporation (EUA). A consolidação da hegemonia das Sete Irmãs foi processo geopolítico e estratégico, com o apoio dos Governos de origem das empresas, alicerçado no exercício de enorme influência sobre os Governos dos Países onde operavam. A confluência de interesses entre empresas petrolíferas e Governos dos Países de origem estava ancorada na geração e apropriação de excedente econômico, que as companhias integradas verticalmente poderiam alocar em qualquer das etapas: na exploração e produção ou no refino e logística de distribuição e comercialização. Para os países e elites consumidores ficava o benefício do incremento da produtividade e aumento do bem estar decorrentes do acesso aos derivados do petróleo. Este fato concorreu para aprofundar o que passou a ser reconhecido como a dialética da dependência entre os países centrais e os da periferia do sistema econômico mundial, acentuando o contraste entre riqueza e pobreza.

O processo de descolonização e independência de países da África e Ásia, tendo como fundo a Primeira Guerra Mundial, a crise de 1929 e a Segunda Guerra Mundial, foi impulsionado pela decadência da Europa e pela Carta da ONU, que, em 1945, reconheceu o direito dos povos colonizados à autodeterminação, e desencadeou também o sentimento nacionalista, reforçado pela Conferência de Bandung (1955), Indonésia. Muitos países detentores de recursos petrolíferos passaram a reivindicar e buscar maior participação na riqueza gerada pela produção e uso do petróleo. Neste contexto, em 1960 é criada a Organização dos Países Exportadores de Petróleo e são reforçados os processos de nacionalização dos recursos e a criação de empresas nacionais de petróleo, conforme registra a Tabela 1.

A Indústria do Petróleo hoje comporta companhias, ditas “internacionais” ou “independentes” (IOCs – International Oil Companies), de capital privado e cotadas em bolsa, e empresas com controle pelos Estados Nacionais, de capital total ou majoritariamente público, ditas “nacionais” (NOCs – National Oil Companies). As NOCs produzem cerca de 75% do petróleo global e detêm cerca de 90% das reservas provadas. Arábia Saudita, Argélia, Angola, Emirados Árabes, Equador, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Qatar, Venezuela **são países membros da OPEP, cuja** indústria petrolífera está a cargo NOCs, sendo as operações conduzidas exclusivamente pelas mesmas ou em associação com outras companhias. Fora da OPEP, Statoil na Noruega, Petrobras no Brasil, Gazprom e Rosneft na Rússia, Sinopec, CNPC e CNOOC na China, ONGC na Índia, Petronas na Malásia, são NOCs.

A Indústria compreende atividades coordenadas, desde a exploração e desenvolvimento de recursos geológicos de petróleo e/ou gás natural, extração, transporte, refino, armazenamento, logística e até distribuição para consumo final de combustíveis e produtos químicos, constituindo as atividades de *upstream*, *midstream* e *downstream*. Os diversos segmentos estão a cargo de diferentes operadores, independentes ou integradas verticalmente. Das empresas que exploram o segmento do refino, duas dezenas detêm metade da capacidade instalada mundial, ficando 25% a cargo de ExxonMobil, Shell, Sinopec, BP, Valero e PDVSA. Na Ásia-Pacífico a Sinopec, CNPC, ExxonMobil, Nippon Oil & Energy, Shell, IndianOil, ReliancePetroleum detêm 14 Mb/d; na América do Norte a Valero, Phillips, ExxonMobil, BP, Marathon, Shell, somam 10 Mb/d; na Europa a Total, Shell, ExxonMobil, AgiPetrol, BP, Repsol somam 8 Mb/d. A principal diferença entre os segmentos é que *upstream* (exploração e produção) tem estrutura de acesso restrita, pelo controle sobre os recursos, ensejando a extração de rendas diferenciais e absolutas, o que o torna extremamente atrativo pela rentabilidade, conquanto o *midstream* e *downstream* operam em ambientes competitivos, auferindo lucros médios, compatíveis com os demais setores da Economia.

Tanto as NOCs quanto as IOCs são instrumentos de política nacional e internacional pela sua presença, abrangência de atividades e volume de negócios. As NOCs geram, em alguns países, a maior parte do PIB e são responsáveis pela balança comercial e receita no orçamento do Estado. Neste caso, evidente na Arábia Saudita e demais países da OPEP, política empresarial e governamental se confundem. Os grandes complexos petrolíferos exercem enorme influência econômica e financeira.

Quando a OPEP foi fundada em 1960, o controle de reservas de petróleo foi a seguinte: 85% por companhias internacionais de petróleo (IOCs); 14% pela URSS; e apenas 1% as empresas petrolíferas nacionais (NOCs). Esse baixo nível de controle sobre os recursos podem ser uma das razões pelas quais os choques petrolíferos de 1973 e 1979 não conseguiram sustentar preços e gerar excedente estável para esses países. Em 2010, a situação do controle de reservas foi substancialmente revertida: apenas 6% eram das IOCs; 6% dos russos e 88% com NOCs. Em razão do grau de controle de reservas, segundo o Financial Times (HOYOS, 2007), atualmente as novas “sete irmãs” são todas estatais: Saudi Aramco; (Arábia Saudita), Gazprom (Rússia), CNPC (China), NIOC (Irã), PDVSA (Venezuela), Petrobras (Brasil), Petronas (Malásia).

Essa nova condição, juntamente com a coesão interna dos membros da OPEP em conjunto com a Rússia, pode muito bem ter desempenhado um papel relevante para a escalada do preço do petróleo em 2005 e sustentada até 2014. A Figura 1 apresenta a situação atual das reservas provadas de petróleo.

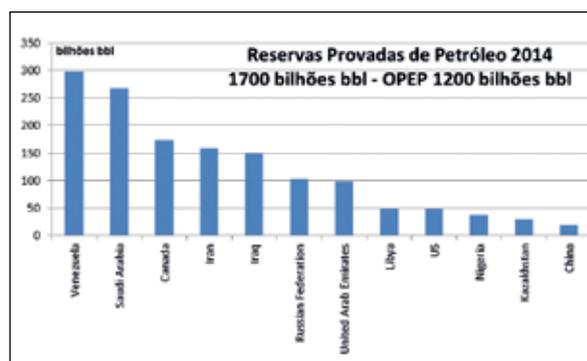


Figura 1 Reservas provadas de Petróleo 2014 (Fonte: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 2015).

Apesar da crise que vem afetando a economia mundial o volume de produção mundial cresceu quase que regularmente, e a contribuição da OPEP manteve-se quase estável, e o setor de refino registrou incremento na capacidade instalada, consolidando a tendência de leve crescimento do consumo global, apesar da queda em 2009, associada ao choque de 2008-09.

A Figura 2 apresenta o quadro atual e projetado da produção e demanda de petróleo até 2030. A produção mundial de petróleo em 2014 foi de 89 Mbbl/dia, dos quais 53 Mbbl/dia foram provenientes dos países exportadores não pertencentes à OPEP. Os campos existentes, atualmente em produção, em razão de seu declínio natural da capacidade de produção situado entre 5 e 6% ao ano, estarão produzindo, em 2030, 31 milhões de barris por dia. Ao mesmo tempo, estima-se que a demanda global por petróleo será, em 2030, de 106 milhões de barris por dia. A diferença (aproximadamente 75 milhões) entre a produção esperada com base nos campos atuais e a elevada demanda deverá ser suprida por: incorporação de novas descobertas; petróleo não convencional (*shale oil* ou *tight oil*); fontes alternativas de energia (como os biocombustíveis); maior eficiência energética. A redução da demanda por derivados de petróleo também poderia resultar em decorrência da mudança no paradigma da mobilidade, especialmente a individual, pela penetração da mobilidade elétrica, cujo progresso técnico tem sido beneficiado pelo desenvolvimento das baterias de íons de lítio, reduzindo o peso e incrementando a autonomia dos veículos.

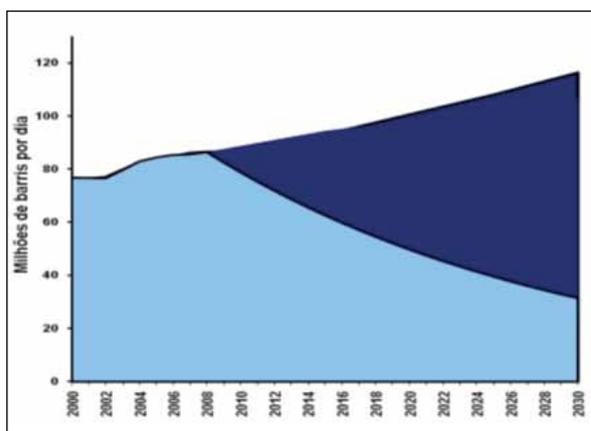


Figura 2 Quadro atual e projeção da produção e demanda de petróleo até 2030. A linha inferior é a produção de campos atuais e a linha superior será a produção de novas descobertas e petróleo não convencional (Fonte: IEA, 2008; EIA, 2009).

Entre os produtores de petróleo (Figura 3) estão os EUA, 12,3% (que em 2015 assumiram a posição de maior produtor mundial), rivalizando com a Arábia Saudita, 12,9%, a Rússia, 12,7%, seguidos por Canadá, 5%, China, 5%, Emirados Árabes, 4%, Irã, 4%, Iraque, 3,8%, Kuwait, 3,6%, Venezuela, 3,3%, México, 3,2%, Brasil, 2,9% e Nigéria, 2,7%. Da produção global diária, cerca de 92 Mb/d, 65 Mb/d são de petróleo convencional, que há três décadas assegurava essencialmente a totalidade do consumo mundial. Agora cerca de 27 Mb/d do petróleo provém de recursos não convencionais – extrapesados, *offshore* profundo e ultra profundo, polar e, recentemente desde 2005, também *shale oil* e *tight oil*, além de biocombustíveis. O incremento da produção de petróleos **não convencionais e, em menor escala, os biocombustíveis** têm suprido o declínio progressivo da produção convencional.

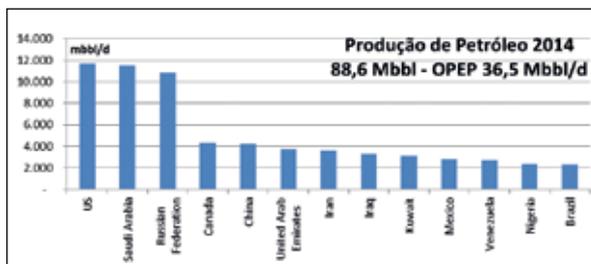


Figura 3 Produção de petróleo por países, 2014 (Fonte: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 2015).

Dez países consomem (Figura 4) cerca de 60% dos derivados de petróleo e bicombustíveis líquidos (etanol e biodiesel), destacando-se os EUA com 20%, China 12,4%, Japão 4,7%, Índia 4,3%, Rússia, 3,5%, Brasil, 3,4%, Arábia Saudita, 3,4% Coréia do Sul, 2,6% Canadá, 2,4% e México, 2%. Os países da OCECD produziram 22 Mb/d e consumiram 45 Mb/d, quase metade do consumo mundial.

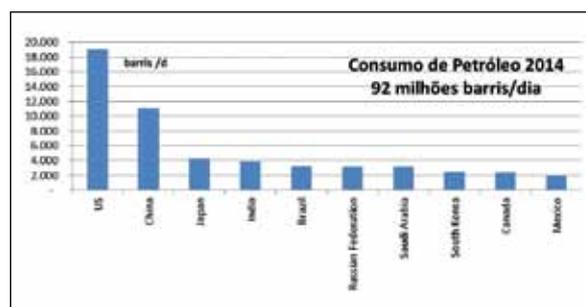


Figura 4 Consumo de petróleo por países, 2014 (Fonte: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 2015).

Apesar da produção por muitos países, poucos são exportadores com peso no comércio mundial, o que os coloca em posição de relevância em termos de controle potencial sobre fluxos e assim dos preços. Poucos países são autossuficientes, e a maioria é importadora. Em 2014, a OPEP e a Rússia controlavam a maior parte das exportações de petróleo. Da produção mundial de petróleo e biocombustíveis, de 92 Mb/d (milhões de barris por dia), 35,3 Mb/d são produzidos e consumidos domesticamente nos países produtores, exportadores ou não. As transações internacionais atingem 37,7 Mb/d de petróleo bruto e 19,0 Mb/d de derivados. Os países da OPEP produziram, em 2014, 36,6 Mb/d, consumindo internamente cerca de 7,6 Mb/d e exportando cerca de 29,1 Mb/d. Os maiores exportadores de petróleo bruto são a Arábia Saudita (7,5 Mb/d), Rússia, Emirados, Iraque, Nigéria, Kuwait, Canadá, Venezuela, que conjuntamente asseguram dois terços do mercado internacional. Destes, somente Rússia e Canadá não integram a OPEP. Os maiores importadores são a Europa (9,3 Mb/d), China, EUA, Índia e Japão, que conjuntamente absorvem três quartos do mercado. Desde 1995 a produção global tem mantido tendência ascendente com incremento anual médio de quase 1 Mb/d (1 milhão de barris por dia). Desde 2005 a OPEP manteve um nível de produção estável em torno de 30 Mb/d, limite de produção convencional pela Organização. Na Rússia, demais países da Eurásia, Ásia Oriental Pacífico e América Latina o nível de

produção se manteve estável. Mas a produção subiu substancialmente na América do Norte (cerca de 5 Mb/d), cujo maior incremento está associado ao *boom* do petróleo não convencional, o chamado *shale oil*, e caiu acentuadamente na Europa (cerca de 3 Mb/d).

Conforme demonstra a Figura 5, depois do fracasso dos choques de 1973 e 1979, o preço do petróleo se estabilizou e iniciou uma escalada em 2000 que depois acelerou até a oscilação em 2008-09, quando caiu de 140 para \$ 40/b (dólares por barril); retomou o movimento ascendente até um pouco acima de 100, aí oscilou de 2011 até meados de 2014, quando iniciou uma nova queda gradual até ao início de 2015, passando então a oscilar entre 50 e 60 \$/b.

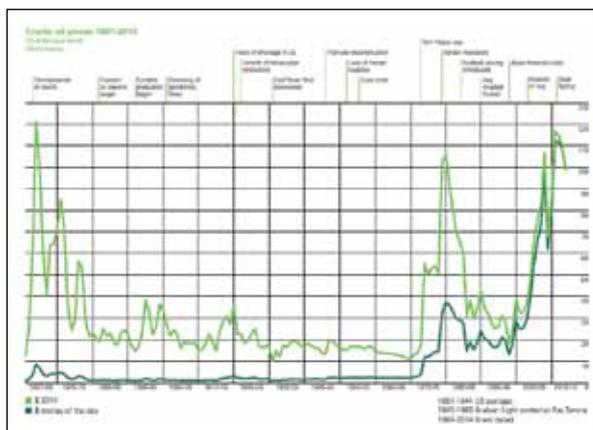


Figura 5 Evolução dos preços do petróleo, em US\$ correntes e de 2014 (Fonte: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 2015).

A formação oscilação dos preços do petróleo constitui um objeto de análise fundamental pela sua importância para o sistema econômico mundial e pelas suas repercussões. Hoje, o petróleo se produz a um custo direto, incluindo somente capital e trabalho, de 1 a 15 dólares o barril equivalente. E o seu valor no mercado oscilou nos últimos anos entre 50 e 150 dólares o barril. Um excedente enorme, de mais de 40 dólares por barril. Surge daí a renda, disputada no campo econômico, político e ideológico pelas grandes empresas e Estados. O sistema econômico mundial consome cerca de 32 bilhões de barris anuais (BP, 2015), permitindo a geração de um excedente econômico da ordem de 1,5 a 3 trilhões de dólares anuais, que é apropriado sob a forma de lucros, dividendos, impostos e transferências, alimentando o processo de acumulação. A redução dos preços do petróleo implica na transferência desse excedente aos consumidores. Como parâmetro de comparação, o excedente econômico mundial pode

ser estimado em cerca de 8 trilhões de dólares, aproximadamente 10% do valor bruto mundial produzido, da ordem de 80 trilhões de dólares.

A progressiva escalada dos preços do petróleo, entre 2000 e 2014, tem engendrado uma disputa estratégica e geopolítica entre os blocos com interesses antagônicos quanto ao preço do petróleo. Os discursos, de um lado OECD mais a China, sob a liderança dos EUA e de outro, a OPEP mais Rússia, deixam transparecer a disputa subjacente pelo excedente econômico. O primeiro grupo buscando maximizar a geração de excedente econômico através do controle do preço e da manutenção da hegemonia do petróleo, e o segundo grupo, buscando o acesso ao petróleo a preços menores de forma a apropriar os benefícios para os consumidores, incrementando a geração de riqueza e bem estar nestes países.

O documento do Governo dos EUA, “*Blueprint for a Secure Energy Future*” (THE WHITE HOUSE, 2011), divulgado em 31 de Março 2011, apresenta sete iniciativas: ampliar o desenvolvimento – que já está em curso há mais de 30 anos – do chamado *shale oil* e *shale gas* americano, que teve oportunidade de expansão, acompanhando a escalada dos preços do petróleo a partir de 2005; exportar esta iniciativa para o mundo inteiro, especialmente para a China, que tem os maiores recursos, para a América Latina e Europa; incentivar a produção de biocombustíveis no mundo inteiro, em parceria com o Brasil; ampliar a produção de petróleo nos EUA por meio da plataforma continental americana; ampliar as negociações com o México para que a parte mexicana do Golfo do México seja aberta, pois na parte americana há muita produção; cooperação dos EUA com o Brasil, negociada entre Obama e Rousseff, para promover o desenvolvimento e acelerar a produção dos recursos do pré-sal na plataforma continental brasileira como “interesse comum entre os dois países”; e, trabalhar pela redução do consumo para o uso de mais eficientes, como carros e equipamentos.

Coincidentemente, em iniciativa com sentido semelhante de fazer frente à OPEP, discutia-se na China uma proposta de criar uma organização de importadores de petróleo. A intenção subjacente ao “*Blueprint for a Secure Energy Future*” parece ser minar o equilíbrio entre oferta e demanda controlado pela OPEP, através da aceleração da oferta via produção em novas fronteiras e modalidades, fora do controle da OPEP, e assim buscar afetar a coesão interna da organização, de forma a desequilibrar as bases da sustentação do preço do petróleo. Atribui-se o fracasso das tentativas dos choques de 1973 e 1979 a um conjunto de fatores: o baixo controle sobre as reservas, então majoritaria-

mente sob controle das IOCs (quadro agora revertido); o elevado volume de petróleo oriundo da União Soviética, que dependia da sua exportação para gerar divisas necessárias à importação de componentes sensíveis e estratégicos; as exportações do México; o descumprimento e falseamento das cotas de exportação assignadas aos próprios integrantes da OPEP.

No contexto emergente no final de 2014, de queda dos preços em cerca de 50%, a expectativa era a da redução do teto da produção OPEP, de 30 Mb/d. Todavia, sob a liderança da Arábia Saudita, a decisão da OPEP em sua 166^a. Conferência, de Novembro de 2014, foi manter *status quo*, retendo o teto e continuando a produção no patamar de 29,1 Mb/d, sob o argumento de que era necessário “manter o atendimento da demanda”. O Ministro saudita do petróleo, Ali Naimi, (OPEC, 2015) expos a posição do País afirmando que “esta política foi tentada nos anos 1980 e não teve sucesso”. Disse ainda que não reagiria de forma instintiva a flutuações de curto prazo, mantendo uma visão de longo prazo, aguardando pelo equilíbrio entre oferta e demanda. Sobre as teorias atribuindo o poder de colusão ou conspiração da OPEP, ele afirmou: “teorias abundam, mas estão todas erradas”, “a OPEP não está morta, nem está travando uma guerra contra a *shale oil* dos EUA”. Sintomaticamente, porém, afirmou que a “Arábia Saudita estava aberta ao estabelecimento de laços firmes com países produtores fora da OPEP”. Venezuela e Arábia Saudita promoveram reuniões recentes com a Rússia e México e o Ministro fez um apelo aos países produtores não membros da OPEP para contribuir para o equilíbrio do mercado, dizendo que Arábia não deveria subsidiar os produtores de custo elevado, e que “não faz sentido que os produtores mais eficientes devessem cortar produção, quando representam apenas 30% da produção.” Reafirmou que Arábia Saudita não agiria isoladamente, em que “em cooperação com vários países, tem moderado os níveis de produção para melhorar a situação do mercado. Mas agora a situação é diferente. Precisamos que todos os países com produção relevante cooperem”.

Não obstante o discurso do Ministro há interpretações de que a passividade da Arábia Saudita esteja vinculada a um conjunto de objetivos: enfraquecer as finanças de países com quem mantém certa rivalidade, como o Irã, apoiado pela Rússia; gerar um ambiente de incerteza para os investimentos em óleo não convencional e, de forma contundente, os biocombustíveis, outras fontes renováveis, e, também, para a emergente alternativa da mobilidade elétrica, concorrente para reduzir a demanda por petróleo.

DESAFIOS PARA UMA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

No começo do século XX o tipo de veículo, elétrico ou de motor de combustão, assim como o combustível, derivado de petróleo ou álcool, era uma questão em aberto. Em 1900 havia 2.370 automóveis em New York, Chicago e Boston: 1.170 a vapor; 800 elétricos; 400 a gasolina. Em 1908, foram lançados pela Ford o Modelo T e o Modelo A, ambos projetados para funcionar com álcool, gasolina ou com uma mistura de álcool e gasolina. Prosperava a retórica da esperança do equilíbrio rural-urbano, alicerçado no desenvolvimento do álcool combustível, tanto nos Estados Unidos quanto na Alemanha, que, já em 1899, produzia tratores agrícolas a álcool, e na França, onde o Automobile-Club, em 1902, organizou o congresso de aplicações do álcool. Rudolf Diesel registrou a patente de seu motor-reator em 1897, desenvolvido originalmente para trabalhar com óleo de origem vegetal.

Caraterísticas intrínsecas e fatores físicos e econômicos complementares contribuíram decisivamente para a consolidação da hegemonia do petróleo: sua densidade energética, em termos de conteúdo por unidade de peso e volume; o balanço de energia líquida, em termos de energia investida por energia obtida (EROI) (HALL et al., 2009) e, os baixos custos de obtenção, em comparação com outras alternativas para obtenção de combustíveis líquidos, como por exemplo o etanol ou carvão liquefeito. Um fator decisivo foi o processo de craqueamento catalítico desenvolvido pela Standard Oil of New Jersey (Esso), em 1942, permitindo otimizar a produção de derivados e ajustá-los às especificações dos motores.

Um parâmetro para comparar a qualidade relativa de combustíveis ou fontes de energia é o balanço de energia líquida disponível, também conhecido como EROI – *Energy Return on Investment*. Em 1930, o EROI do petróleo nos Estados Unidos foi de 100 barris por cada barril de petróleo investido, em 1970 declinou a 30:1, e em 2000 chegou a (11 a 18):1. Mas deve-se ver o problema desse custo cada vez maior, comparativamente. A fonte alternativa ao petróleo mais competitiva hoje, o etanol brasileiro, tem uma relação de 1 para 8. E o biodiesel, o óleo diesel produzido a partir de vegetais, de 1 para 1. Para o *shale gas* os resultados são de 1:5. E conversão direta do sol em eletricidade, a fotovoltaica, tem uma relação semelhante. Estas caraterísticas se refletem também em vantagem econômica em termos de custos de produção, permitindo, em determinadas condições, a geração de excedente econômico, sob a forma de renda petroleira.

O uso do petróleo e sua relação às emissões de gás do efeito estufa é uma questão real, mas tem que ser entendida na sua totalidade. O vínculo maior da questão da poluição não é o vínculo natural físico, mas o vínculo social. Assim, o modo capitalista de produção, hegemônico no mundo inteiro, tem promovido uma espécie de necessidade permanente de induzir o aumento do consumo para permitir o aumento da produção e, assim, gerar excedentes econômicos que permitem a acumulação e, ao mesmo, um aumento dos significados diretos disso. O problema não está vinculado a uma fonte natural, mas está na sociedade, na sua organização para a produção. A demanda total de petróleo não é determinada a partir de um país, mas a partir da forma como a organização mundial da produção se dá hoje e como se dá a sua circulação, junto com a circulação de pessoas em escala global. O petróleo continua exercendo um papel essencial para que esta forma de produzir permaneça. Trata-se do funcionamento do mundo real, das sociedades urbanizadas de hoje, com indústrias automobilísticas enormes nos países ricos e crescentes em países em desenvolvimento importantíssimos como a China, por exemplo. De onde vem essa característica especial do petróleo? Hoje, no mundo, o recurso energético de maior disponibilidade em estoque é o carvão. O urânio também existe em grande quantidade. Em termos de fluxo, a quantidade de energia que chega à Terra vinda do Sol e que volta para o espaço após algumas transformações é imensa, e cada uma das três formas que a energia solar assume na sua ação sobre a Terra – a energia hidráulica, a eólica e a da fotossíntese – tem, por ano, um valor maior que todo o estoque de petróleo acumulado, e também do que toda a demanda anual de energia. No entanto, em função do papel que o petróleo assumiu no sistema urbano industrial que emergiu da segunda fase da Revolução Industrial, nenhum recurso energético natural contribuiu mais que ele para fazer a roda do consumo girar. E o consumo, por sua vez, move a roda da produção. E esta faz a máquina de geração de excedente funcionar cada vez mais rapidamente. Pode-se imaginar mudanças nesse modelo urbano-industrial e a transição para outro, de menor uso de energia. Para que outras formas de energia desempenhem esse mesmo papel, no entanto, é preciso melhorar as condições técnicas de sua apropriação, para que elas usem menos capital e menos trabalho vivo. Os economistas ecológicos falam da necessidade de mudança desse paradigma. É necessário e é possível, mas provavelmente levará tempo. Não parece existir neste momento força política global capaz de assegurar e acelerar essa passagem.

Está em curso, hoje, também um processo de transição energética. A primeira razão é a própria exaustão definitiva do petróleo, pois o ritmo da descoberta de novas jazidas não dá conta do ritmo de crescimento do consumo, e a segunda é o enfrentamento das mudanças climáticas. O primeiro problema, de qualquer maneira, vai ter que ser enfrentado, porque os recursos de petróleo convencionais estão se exaurindo em razão da taxa atual de consumo, que se aproximou dos 92 milhões de barris de combustíveis líquidos por dia, em 2014, acima dos 89 milhões de barris de petróleo produzidos, por incluir uso de estoques e cerca de 1,4 milhão de barris de biocombustíveis (BP, 2015). A Figura 6 apresenta uma estimativa da Agência Internacional de Energia sobre os recursos disponíveis para a produção de combustíveis líquidos. Para os recursos recuperáveis de petróleo convencional e não convencional, são apresentados estimativas de custos de produção e potencial de recursos. Para os combustíveis sintéticos, incluindo a liquefação de carvão, e biocombustíveis são apresentadas as estimativas de faixa de custos de produção. A participação incremental dos biocombustíveis também impacta a produção de alimentos (RICO, 2013). Importante notar que, exceto para o petróleo convencional (cerca de dois trilhões de barris), a faixa estimada de custos se situa entre 50 e 100 dólares por barril equivalente. Este dado valoriza sobremaneira o papel do controle sobre os recursos de baixo custo de produção e enseja condições de coordenação do ritmo de produção visando o controle de preço.

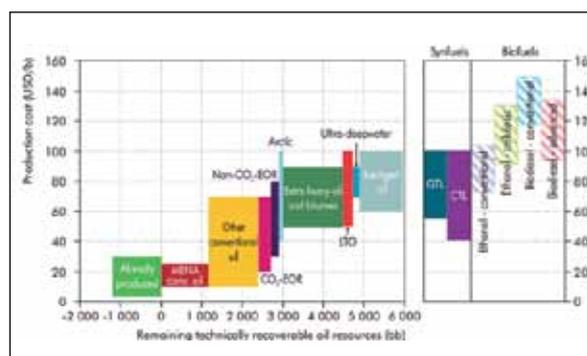


Figura 6 Estimativa sobre os recursos disponíveis para a produção de combustíveis líquidos. (Fonte: IEA, 2013).

Isto significa que o estimado trilhão de barris de recursos convencionais remanescentes, de baixo custo, estará se exaurindo de qualquer maneira nas próximas três ou quatro décadas, dado que o consumo e a produção ainda estão aumentando, não obstante a preocupação com a questão da mudança climáti-

ca, com a matriz carbonizada da economia mundial, e as tentativas de busca de novas fontes de energia que permitam substituir o petróleo em função de sua exaustão e, também, visando às reduções de emissões gases de efeito estufa.

Mesmo assim, quando se observa a estrutura social de produção, a persistência do modelo de desenvolvimento urbano industrial surgido da Revolução Industrial, tem que se aceitar que o papel do petróleo é ainda extraordinário. Há duas razões para a necessidade da transição energética para fontes. A solução simultânea dos dois problemas exige investimento em ciência e tecnologia para amenizar os impactos que esta substituição vai ter na estrutura de produção e de consumo. Não é que seja desnecessária uma mudança de modelo de desenvolvimento social, das sociedades atuais para outras, que usem muito menos o automóvel como meio de transporte individual, por exemplo. Mas, para que haja essa mudança de padrão não basta apenas vontade: é preciso desenvolver as forças produtivas, investir nas novas tecnologias, para que elas elevem sua produtividade. E, ao mesmo tempo, trabalhar para que ocorra uma mudança de modelo social.

Na atual estrutura produtiva, com sete bilhões de habitantes no planeta e cerca de 200 milhões de habitantes no Brasil, o sistema hegemônico permite que essas pessoas sobrevivam, ainda que grande parte delas de maneira desigual. Há uma assimetria entre países e dentro das sociedades: concentração do acesso aos bens, serviços em favor de elites. A maioria vive em condições precárias no mundo inteiro e também no Brasil. O trilema que Humanidade enfrenta é: como reduzir as emissões de gás carbônico abdicando do petróleo, que enseja maior produtividade do trabalho social e, ao mesmo tempo, produzir mais e distribuir melhor a produção para atender as necessidades de grande parte da população, fazendo uso de fontes de energia menos impactantes, que reduzem a produtividade do sistema econômico, reduzindo o acúmulo de excedentes. A solução deste trilema passa pela alteração do padrão de consumo, pelo aumento e melhor distribuição da produção, isso implica na necessidade do aumento da produtividade do trabalho e do capital, e pelo uso de fontes como o petróleo, geradores potenciais de excedentes, e também pelos investimentos em tecnologia e ciência requeridos para avançar o processo de produção com uso fontes menos impactantes. O petróleo terá ainda um enorme valor enquanto persistirem as características básicas do atual modelo de desenvolvimento urbano industrial e um papel central na viabilização da mudança do paradigma de produção e consumo existente e da própria transição

energética. Mantidas estas condições, o petróleo tem grandes possibilidades de manter seu elevado valor por longo tempo, três ou quatro décadas, no mínimo.

A DESCOBERTA DOS RECURSOS DO PRÉ-SAL E O POTENCIAL DO BRASIL DIANTE DE ESTRATÉGIAS ALTERNATIVAS DE APROPRIAÇÃO E INSERÇÃO INTERNACIONAL

Está caracterizada a disputa estratégica e geopolítica entre produtores exportadores e importadores consumidores em torno do controle do acesso aos recursos e apropriação da renda do petróleo, alinhando de um lado os integrantes da OECD e China, sob a liderança dos EUA, e, de outro, os países da OPEP e Rússia. Este contexto reforça a importância de refletir sobre a estratégia e o papel do Brasil, de modo particular em relação aos recursos do pré-sal. O posicionamento do País, em primeiro lugar, requereria o dimensionamento dos recursos. As reservas formalmente anunciadas para 2014 colocam o Brasil com entre 16,2 bilhões de barris (BP, 2015) e 19,1 bilhões de barris (LIMA, 2015) em posição sem grande relevância no contexto internacional, como potencial exportador.

Todavia, o fato de não ter reservas formalmente declaradas não diminui a importância do papel do Brasil, face ao que já foi divulgado em termos de recursos, com diferentes graus de conhecimento, após a formulação e consolidação do modelo geológico de pré-sal que levou a comprovação da existência de uma nova província geológica do pré-sal, descoberta mais relevante para a indústria do petróleo, em escala mundial, das últimas décadas. O modelo adotado até o momento, de outorgar contratos de partilha (como anteriormente os de concessão) por bloco, não permite uma visão sistêmica global, pois cada contrato é tratado como operação isolada. Assim, a primeira questão é a necessidade de promover o dimensionamento, com maior grau de confiança. Isso poderia ser obtido através de cerca de 100 poços exploratórios e alguns testes de longa duração, a um custo estimado de cinco a dez bilhões de dólares, obviamente fora do alcance e escopo deste projeto de pesquisa, pois trata-se de decisão de caráter estratégico e político de Governo e Estado. Sem este conhecimento torna-se difícil organizar o ritmo de produção para as próximas décadas. Porém é possível realizar estimativas sobre o volume dos recursos e o grau de confiabilidade. Ao contrário de outros países produtores de petróleo como os Estados Unidos, Canadá, Grã Bretanha e Noruega, a

agência reguladora de petróleo do governo (ANP) não publica estimativas de potenciais recursos do Brasil, provavelmente pela ausência de estudos sistemáticos.

A descoberta do pré-sal foi fruto de uma decisão da Petrobras, enunciado nos Planos Estratégicos da empresa em 2003 e anos seguintes, de consolidar a corporação como uma empresa integrada de energia, com base em três pilares: ênfase em Exploração e Produção; valorização do gás natural como substituto do petróleo no mercado interno, visando liberar o petróleo, *commodity* de curso internacional, para exportação, reserva ou evitar importação; investimento em fontes renováveis, principalmente biocombustíveis, eólica e solar, como forma de preparar a empresa para a transição energética. O pilar principal em exploração e produção guardava vínculo com a compreensão de que a fase de maior retorno é a descoberta de recursos, pelo potencial de geração de renda, em comparação com os demais segmentos da Indústria, submetidos a regimes competitivos. Esta estratégia estava baseada na valorização da capacitação longamente construída na empresa em geofísica e geologia, capaz de permitir acesso a descobertas no País e no exterior em padrão de excelência internacional.

Em julho de 2005, a Petrobras encontrou em águas profundas, depois de cerca de 300 metros camada de sal, petróleo no campo de Parati (MME, nd; PETROBRAS, 2005; SAUER, 2011; SAUER et al., 2010). Estas evidências foram relevantes para motivar a Diretoria Executiva da Petrobras a aprovar a proposta da Área de Exploração e Produção de promover a reentrada no bloco BM-S-11 que havia atingido a camada de sal, sem sucesso, com objetivo de testar, face aos avanços geofísicos recentes, o chamado modelo geológico (do pré-sal), que vinha sendo objeto de formulações teóricas, estudos e análises havia tempo. A um custo de aproximadamente 254 milhões de dólares a camada de sal foi perfurada e, em julho de 2006, a Petrobras comunicou à ANP a descoberta de petróleo no campo de Tupi (que foi rebatizado de “Lula”, em 2010), na bacia de Santos. Após o sucesso da perfuração de um novo poço, extensão no campo de Tupi, para confirmar a descoberta, indicando volumes recuperáveis entre 5 e 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural (MME, nd; SAUER, 2011), a descoberta foi comunicada à ANP e ao Governo. O Governo foi informado permanentemente sobre o andamento do processo de exploração e avisado também do impacto estratégico potencial da descoberta bem como da necessidade rever a política para o petróleo no País. Este teve uma atitude dúbia, até mesmo em outubro de 2007, quando anunciou a descoberta, buscando assumir um protagonismo

no que seria “um passaporte para o futuro pela descoberta”. Ao invés de cancelar leilão da 9ª. Rodada e rever o modelo regulatório, o Governo, com medo da reação dos investidores privados, apenas concordou em promover a retirada de cerca de quarenta blocos no entorno de Tupi. A área confirmava a possibilidade de uma grande quantidade de óleo leve recuperável, depois da camada de sal, entre 5 e 8 bilhões de barris (MME, nd; SAUER, 2011; SAUER et al., 2010). Em 2007, os novos depósitos de petróleo foram encontrados nos campos de Caxaréu e Pirambu, na Bacia de Campos, e de Carioca e Caramba, na Bacia de Santos. Foi também em 2007 que a Petrobras tornou pública a confirmação de quantidades sem precedentes de petróleo e gás, depois da camada de sal, no Espírito Santo, Campos e bacias de Santos (MME, sd). Em 2008, novas descobertas de petróleo ocorreram na região do pré-sal (Júpiter, Bem-Te-Vi, Guará, Iara, Baleia Franca, Baleia Azul, Jubarte e Cachalote) e a Petrobras iniciou a produção do pré-sal no campo de Jubarte (MME, nd; SAUER, 2011). Nos anos seguintes, foram anunciadas várias descobertas, entre elas os campos chamados Libra, Franco, Florim, Tupi Nordeste, Cernambi, Sapinhoá, Pau-Brasil, Peroba e Guará Sul. Além disso, a existência de petróleo nos últimos depósitos encontrados começou a ser confirmada e os volumes a serem estimados. Havia estimativas que indicam potenciais reservas de cerca de 100 bilhões de barris (MME, nd; SAUER, 2011). A tabela 2 sumariza a cronologia da descoberta dos recursos do pré-sal.

Tabela 2 Cronologia da Descoberta dos Recursos do Pré-Sal.

Formulação do Modelo Geológico (mais de uma década)
Agosto de 2005: Primeiros indícios de óleo no pré-sal, Campo de Parati, Bacia de Santos
TESTE DO MODELO
Bloco Original: BM-S-11 (adquirido no BID 2: 14/09/2000)
POÇO 1-RJS-628A (Tupi)
Início Perfuração: 30/09/2005
Conclusão da Perfuração (1a. fase, seco, até o sal): 13/10/2005
Reentrada no poço: 02/05/2006
Notificação de Descoberta (Óleo): 10/07/2006
Conclusão de Reentrada: 12/10/2006
Envio do Plano de Avaliação para ANP: 31/08/2006
Prazo Final do Plano de Avaliação: 31/12/2010
POÇO 3-RJS-646 (Extensão de Tupi) - Área do PA do 1-RJS-628A
Início da Perfuração: 07/05/2007

Notificação de Descoberta (Óleo): 08/08/2007
Conclusão da Perfuração: 28/09/2007 (estimativa:5-8bilhões de barris)
Início de Produção do Teste de Longa Duração: 01/05/2009
2007: descobertas de Caxaréu, Pirambu (BC) Carioca, Caramba (BS)
2008: descobertas de Júpiter (8bi), Bem-Te-Vi, Iara (3-4 bi), Guará. BES: óleo no pré-sal sob pós-sal: Baleia Franca, Baleia Azul, Cachalote e Jubarte, que estende produção ao pré-sal.

(Fonte: SAUER; ESTRELLA¹, com. pes., 2008).

No presente, a produção de petróleo está em andamento e a produção do pré-sal já ultrapassou 650.000 barris por dia, o que é cerca de um quarto da produção total do Brasil (ANP, 2015). De acordo com os dados de produção de petróleo da autoridade reguladora, a partir de dezembro de 2014 (ANP, 2015), Lula é o segundo campo mais produtivo no país, produzindo uma média de 234 mil barris por dia. Da mesma forma, Jubarte é o quinto campo mais produtivo, com uma média de 187 mil barris por dia. Na verdade, a confirmação

da província do pré-sal revelou não apenas recursos valiosos, mas a capacidade técnica da empresa pública brasileira para explorar águas ultra profundas, uma nova fronteira para a produção de petróleo. No entanto, a indústria do petróleo foi trazida para novos desafios, não só em termos de capacidade de investimento, mas também em matéria de políticas regulatórias.

Os anúncios de descobertas do pré-sal permitem estimar que estejam assegurados cerca de 100 bilhões de barris recuperáveis. Pode-se acreditar na sua duplicação ou mesmo triplicação, o que colocaria o Brasil ao lado da Venezuela e Arábia Saudita, como os maiores detentores de recursos. Paulo César Ribeiro Lima (2015), e em estudos complementares, avalia que uma estimativa conservadora seria de 62,8 bilhões de barris, somente considerando os anúncios já realizados, sumarizados na Tabela 3, e de 143,1 bilhões de barris, com base em avaliação potencial dos campos já explorados, porém sem divulgação pública, de Carcará, Júpiter, Gato do Mato, Tartaruga Verde, Gávea e Pão de Açúcar, e em áreas com potencial substantivo e ainda não exploradas (outras área do pré-sal, Pau Brasil, Peroba, Saturno, e fora do pré-sal, outras áreas de Sergipe-Alagoas, Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará).

1 ESTRELLA, G. de O. e Assistentes (Diretoria de Exploração e Produção da Petrobras). Comunicação pessoal. 2008.

Tabela 3 Recursos já anunciados pela Petrobras, como reservas estimadas.

Bilhões de barris de petróleo	Reservas anunciadas pela Petrobras por regime e com fator de recuperação super conservador: 25%			Total por campo		
	Concessão	Cessão Onerosa	Partilha de Produção	Com fator de recuperação super conservador de 25%	Com fator de recuperação mais realista, de 50% (1)	Reservas de petróleo "in situ"
Campos do Pré-Sal com reservas já estimadas						
Tupi e Iracema (campo de Lula)	8,3	-	-	8,3	16,6	33,2
Sul de Tupi (campo de Sul de Lula)	-	0,128	-	0,128	0,256	0,512
Nordeste de Tupi (campo de Sêpia)	-	0,428	0,6	1,028	2,056	4,112
Florim (campo de Itapu)	-	0,467	0,4	0,867	1,734	3,468
Iara	3,5	-	-	3,5	7	14
Entorno de Iara	-	0,6	3,25	3,85	7,7	15,4
Sul de Sapinhoá	-	0,319	-	0,319	0,638	1,276
Sapinhoá	2,1	-	-	2,1	4,2	8,4
Franco (Búzios)	-	3,056	8,25	11,306	22,612	45,224
Libra	-	-	10	10	20	40
Carioca (Lapa)	0,459	-	-	0,459	0,918	1,836
Área de Moita Bonita (não é Pré-Sal)	0,993	-	-	0,993	1,986	3,972
Volumes recuperáveis por regime no Pré-Sal	15,352	4,998	22,5	42,9	85,7	171,4
	Reservas nacionais anteriores ao Pré-Sal			19,9	19,9	19,9
	Total já calculado (bilhões de barris)			62,8	105,6	191,3

(Fonte: LIMA, com. pes., em 13 de agosto de 2015; LIMA, 2015). Nota: (1) Atual Diretora de Exploração e Produção afirma que a empresa está objetivando alcançar uma média de 60% nos campos do Pós-Sal da Bacia de Campos, em campos de qualidade geralmente inferior ao Pré-Sal.

Em recente estudo, publicado no 14º. Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Jones e Chaves (2015), utilizando o software GeoX® para modelar o processo exploratório e empregando o método de simulação de Monte Carlo para os valores dos parâmetros utilizados no cálculo do número de acumulações ainda por descobrir, sua dimensão, e base total de recursos de óleo e gás recuperáveis, estimaram em 119 bilhões de barris, com grau de confiança de 90%, e em 216 bilhões de barris, com grau de confiança de 10%, o total das acumulações recuperáveis.

Estas estimativas, ainda que com grau especulativo, reforçam, por um lado, a necessidade de trabalhos e análises sobre quantidade e qualidade dos recursos, e, por outro, permitem realizar um exercício exploratório sobre a riqueza potencial envolvida. Podem ser adotadas as seguintes hipóteses: 40 anos de produção; Preço do petróleo - US\$ 65,00/bbl; Custo direto - US\$15,00/

bbl (somente capital & trabalho, sem transferências); Excedente - US\$ 50,00/bbl. A tabela 4 apresenta os resultados da simulação, para extrair durante 40 anos o petróleo em cenários de recursos hipotéticos de 100, 200 ou 300 bilhões de barris, respectivamente.

Tabela 4 Simulação de resultados de excedente econômico para três cenários.

Cenário Recursos (bilhões de bbl)	Produção diária (milhões bbl/d)	Produção anual (109 bbl)	Excedente anual (US\$ bilhões)
100	6,85	2,5	125
200	13,70	5,0	250
300	20,55	7,5	375

(Fonte: Elaborada pelo autor).

Os resultados potenciais de US\$125, 250 ou 375 bilhões de dólares anuais, a serem apropriados pelo Estado, por várias modalidades (*royalties*, venda de petróleo, imposto, participação especial, participação nos resultados da Petrobras), ou pelas empresas e acionistas (lucros e dividendos), indica a importância de reavaliar a política e a estratégia do País em relação aos recursos do pré-sal. Basta comparar os três resultados com a receita pública anual total da ordem US\$ 700 bilhões (cerca de 35% do PIB), da qual somente pequena parcela, inferior a 10% é investida em projetos de transformação produtiva e resgate das assimetrias econômicas e sócias do País, pois a maior parte está comprometida com o custeio da máquina de Governo e com a dívida pública. Confirma também a importância da atuação estratégica junto com os produtores para garantir a maximização do excedente via manutenção de preços elevados, pois com os preços do petróleo a 100 dólares por barril, vigentes ainda em 2014, os resultados para o excedente anual atingiriam o dobro.

A hipótese adotada no exercício de custo direto de US\$15/barril é conservadora, ao se considerar que a diretora de Exploração e Produção da Petrobras, Solange Guedes, apresentou uma visão geral do pré-sal em sua palestra intitulada *“Pre-Salt: What has been done so far and what is coming ahead”*, em 05 de maio, na 2015 Offshore Technology Conference in Houston, nos EUA. Guedes mostrou evolução desta nova fronteira, os desafios que foram superados e a previsibilidade dos resultados obtidos, bem como enfatizou a viabilidade financeira do pré-sal. “Podemos garantir que o pré-sal é viável com um custo de produção de US \$ 9 por barril. Se considerarmos que duas unidades de produção ainda não estão produzindo em sua capacidade total, o custo de produção será ainda menor. A nossa eficiência operacional de cerca de 92% tem contribuído significativamente para o nosso alcance desses custos baixos”, disse ela. A produção média de petróleo na camada pré-sal da Bacia de Santos está agora em mais de 25.000 barris por dia (b/d). Cinco poços produzem mais de 30 mil bpd. Os campos de Sapinhoá e Lula têm poços cuja média de produção pode chegar a 40 mil b/d (GUEDES, 2015).

Outra questão merecedora de profunda análise é a necessidade de controlar o ritmo de produção para permitir a coordenação com a OPEP e demais países exportadores, visando o controle do preço e maximização da geração de renda, e também o modelo regulatório adotado, pois dele dependerá a repartição da destinação do excedente econômico. Nem o modelo de partilha nem o de concessão tem a flexibilidade para

impor este controle estratégico. Ambos os regimes outorgam contratos de natureza microeconômica que buscam a aceleração da produção para geração de caixa. Não está na alçada dos consorciados nesses contratos a preocupação estratégica e geopolítica, obrigação do Estado. Porém, a contratação direta da Petrobras, para preservação do interesse nacional, também está contemplada na legislação e esta modalidade permite flexibilidade semelhante a dos contratos de serviço, onde o comando e controle do Governo sobre o ritmo de produção é absoluto.

Nota: Texto concluído em maio de 2015.

REFERÊNCIAS

- ANP-Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural*. Dezembro de 2014. Publicado em 01/02/2015. Disponível em: <<http://anp.gov.br/?pg=71248&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebu st=1405346021066>>. Acesso em 13 de agosto de 2015.
- BP-British Petroleum. *BP Statistical Review of World Energy*. June 2015. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>>. Acesso em 13 de agosto de 2015.
- EIA-Energy Information Administration. *International Energy Outlook 2009*. U.S. Department of Energy, Washington DC. 2009. Disponível em: <[http://www.eia.gov/forecasts/archive/ieo09/pdf/0484\(2009\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/archive/ieo09/pdf/0484(2009).pdf)>. Acesso em 13 de agosto de 2015.
- GUEDES, S. Pre-Salt: What Has Been Done So Far and What is Coming Ahead. In: *2015 Offshore Technology Conference*. Houston, EUA. 05 mai 2015.
- HALL, C.A.S.; BALOGH, S.; MURPHY, D.J. What is the Minimum EROI that a Sustainable Society Must Have? In: *Energies*, v.2, p. 25-47. 2009.
- HALL, C.A.S.; HANSEN, D. (Eds.). *New Studies in EROI (Energy Return on Investment)*. Sustainability. Special Issue. 2011.
- HALL, C.A.S.; The EROI Study Team. *Provisional Results from EROI Assessments*. The Oil Drum. 2008. Disponível em: <<http://www.theoil Drum.com/node/3810>>. Acesso em 13 de agosto de 2015.
- HOYOS, C. The new Seven Sisters: oil and gas giants dwarf western rivals. *Financial Times*, Londres. 11 mar 2007.
- IEA-International Energy Agency. *Resources to Reserves 2013*. Paris, França. 2013. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Resources2013.pdf>>. Acesso em 13 de agosto de 2015.
- IEA-International Energy Agency. *World Energy Outlook 2008*. Paris, França. 2013. Disponível em: <<http://www.worldenergyoutlook.org/media/weoweb site/2008-1994/WEO2008.pdf>>. Acesso em 13 de agosto de 2015.
- JONES, C.M.; CHAVES, H.A.F. Assessment of yet-to-find-oil in the Pre-Salt area of Brazil. In: *14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*. 03-06 ago 2015.
- LIMA, P.C.R. *A situação econômica, financeira e operacional da Petrobras*. Consultoria Legislativa. Câmara Federal, Março de 2015.
- OPEC. *World Oil Outlook*. 2012. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO2012.pdf>. Acesso em 13 de agosto de 2015.
- OPEC. *Naimi defends OPEC's actions on production, sees prices stabilizing*. Bulletin n. 3, 2015. p. 4-5. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/OB032015.pdf>. Acesso em 13 de agosto de 2015.
- RICO, J.A.P. *Biocombustíveis, Alimentos e Petróleo: Uma Análise Retrospectiva da Experiência Brasileira*. Tese (Doutorado). Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2013.
- SANTOS, T. *El Nuevo Carácter de la Dependencia*. Santiago, Centro de Estudios Sócio-económicos da Universidade do Chile (CESO). 1967
- SAUER, I.L. *Pré-sal brasileiro: uma nova independência?* Interesse nacional, São Paulo, p. 40-52, 01 fev 2010.
- SAUER, I.L. Prefácio. In: LIMA, P.C.R. *Pré-Sal: o novo marco legal e a capitalização da Petrobras*. Rio de Janeiro: Synergia. 2011.
- SAUER, I.L.; AMADO, N.B.; MERCEDES, S.S.P. Energia, recursos naturais e desenvolvimento. In: *AEPET 50 Anos pelo Brasil, Petrobras e seu Corpo Técnico*. AEPET, Rio de Janeiro. p. 181-195. 2011.
- SAUER, I.L.; SEGER, S. O pré-sal e o futuro. *Versus*, v. 6, p. 28-36. 2011.
- THE WHITE HOUSE. *Blueprint for a Secure Energy Future*. Washington, EUA. 30 Mar 2011. Disponível em: <https://www.whitehouse.gov/sites/default/files/blueprint_secure_energy_future.pdf>. Acesso em 13 de agosto de 2015.