

OPINIÃO

A CRISE DO PETRÓLEO E OS DESAFIOS DO PRÉ-SAL

*Oswaldo Antunes Pedrosa Jr.**
*Antonio Cláudio de França Corrêa**

(*Pré-Sal Petróleo S. A. - PPSA)

A indústria petrolífera internacional vem convivendo com flutuações cíclicas do preço do petróleo desde seus primórdios, sendo que quedas abruptas foram sempre acompanhadas por grandes reestruturações do setor.

A partir do segundo semestre de 2014, os preços do petróleo passaram a declinar acentuadamente, tendo variado de US$ 114 por barril em julho deste ano a US$ 46 por barril em janeiro de 2015. As flutuações ao longo do último ano continuaram mostrando uma tendência de declínio, com o preço tendo chegado a US$ 27 por barril em janeiro de 2016. Nesse novo contexto, todas as companhias de petróleo se engajaram numa drástica revisão de suas estratégias de exploração e produção, resultando na repriorização de projetos e foco na redução de custos.

As consequências socioeconômicas logo se manifestaram através da redução significativa de investimentos, postergação de projetos e aumento do desemprego na indústria de petróleo em todo o mundo.

Particularmente no Brasil, predomina hoje uma visão pessimista sobre o setor petrolífero, contrastando significativamente com o entusiasmo vivenciado há alguns anos atrás com as perspectivas trazidas pelas grandes descobertas de petróleo no pré-sal.

O objetivo desse artigo é discutir os desafios para o pleno desenvolvimento do pré-sal brasileiro a partir de uma análise mais aprofundada da dinâmica da indústria internacional do petróleo.

A) OS CICLOS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

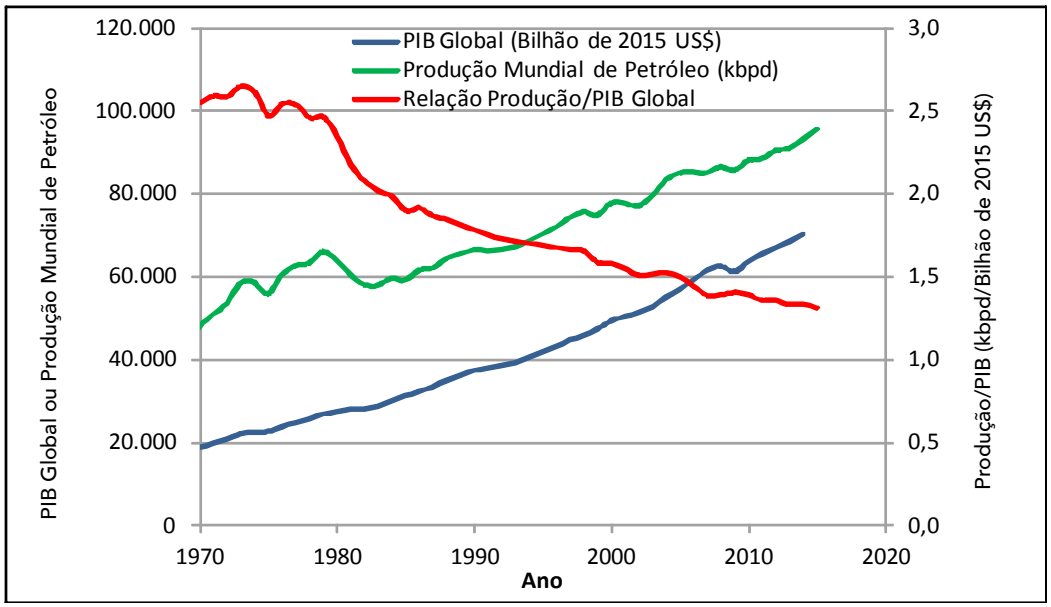
Estudos recentes [1] sobre a dinâmica das transações comerciais de commodities desde o final do Séc. XIX identificaram três longos ciclos de preços separados por elevados picos e flutuações menos acentuadas em cada um, com o quarto ciclo tendo sido identificado

recentemente. Cada ciclo caracteriza-se basicamente por um longo período de preços mais baixos, refletindo um relativo equilíbrio entre demanda e oferta global, seguido de uma elevação de preços provocada por um forte crescimento de demanda não acompanhado no mesmo ritmo pelo aumento da capacidade de produção global. Observa-se invariavelmente que, quando a capacidade de produção ultrapassa a demanda global, ocorre uma abrupta queda de preços durante períodos relativamente curtos, caracterizando o início de um novo ciclo.

Particularmente no setor de petróleo, esses ciclos podem ser bem identificados, como pretendemos mostrar a seguir. Entretanto, a análise aqui formulada se baseia na evolução do valor da produção mundial de petróleo em relação ao Produto Interno Bruto Global (PIB Global), aqui denominado índice de valor da produção mundial de petróleo. Entendemos ser este um parâmetro que permite uma melhor avaliação de tendências globais.

Primeiramente cabe registrar que a produção mundial de petróleo em relação ao PIB Global vem declinando continuamente desde meados da década de 70 (de 2,6 a 1,3 mil bpd por bilhão de dólares de PIB Global no período de 1974 a 2014), como pode ser observado na Figura a.1. A razão desse declínio de demanda relativa de petróleo pode ser atribuída a: (i) maior eficiência em processos industriais e meios de transporte; (ii) substituição do petróleo por outras fontes de geração de energia, notadamente o gás natural; e (iii) restrições ambientais ao uso do petróleo como fonte primária de energia em todo o mundo.

Figura a.1 – Relação da produção mundial de petróleo com o PIB Global.



O histórico da relação entre o valor da produção mundial de petróleo e o PIB Global é apresentado na Figura a.2 para o período de 1970 a 2015, abrangendo todo o terceiro ciclo de preços. Cabe registrar que o valor da produção foi determinado com base no preço internacional do petróleo ajustado pela inflação norte-americana até 2015. Observa-se que o ciclo está aparentemente bem definido a partir de 1980 até o final de 2014.

Nessa figura, as áreas hachuradas englobam os períodos pré e pós a eclosão de uma crise do petróleo de grandes proporções, evidenciando o fim de um ciclo e o início de outro.

Os elementos essenciais que caracterizam uma mudança de ciclo podem ser entendidos como sendo:

- Elevação acentuada dos preços durante vários anos em decorrência do aumento da demanda provocada por um maior crescimento da economia mundial, iniciando-se num momento em que a indústria de petróleo não possua capacidade adicional de produção para conter a elevação de preços.

- Aumento da capacidade produtiva dos países produtores, particularmente daqueles fora da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), em decorrência de elevados investimentos em exploração de produção durante o período de alta.

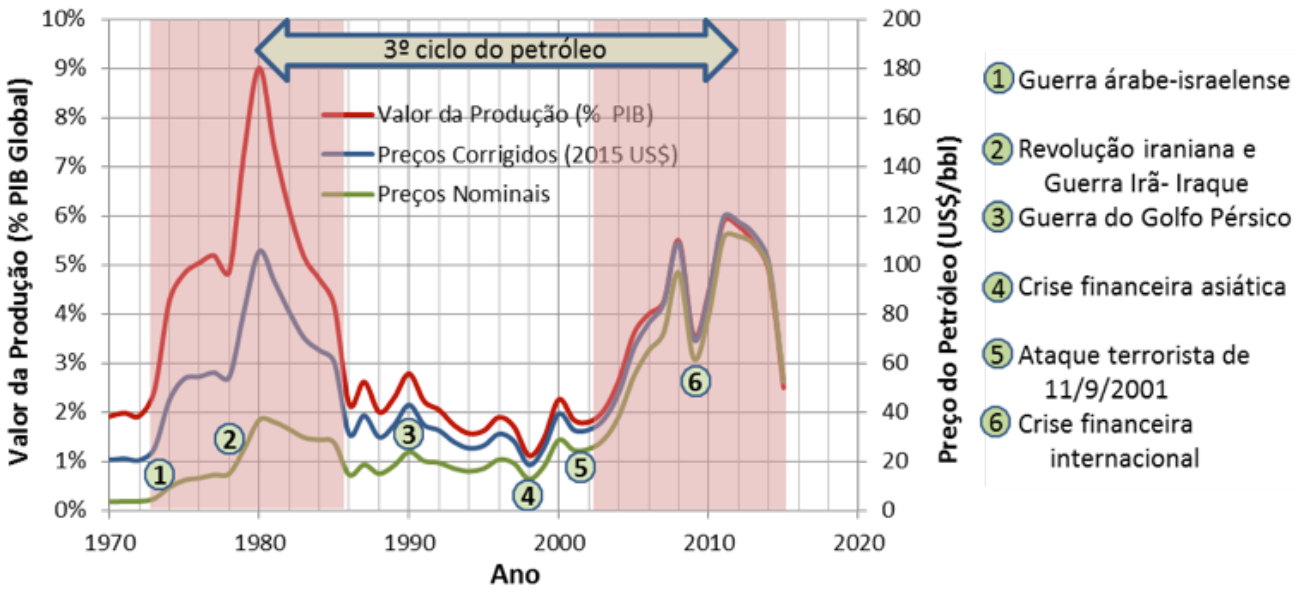
- Recessão econômica em escala mundial se iniciando quando a indústria de petróleo se encontra com excesso de capacidade de produção, provocando geralmente o colapso de preços e sua contínua trajetória descendente por alguns anos, a depender da extensão do processo recessivo.

Durante esses períodos, as causas principais para a volatilidade dos preços são de natureza essencialmente endógena ao próprio setor de petróleo, ou seja, dizem respeito a medidas de como a indústria responde a tendências de forte desequilíbrio entre oferta e demanda global. No entanto, a volatilidade pode ser acentuada por causas exógenas como eventos geopolíticos e financeiros em escala mundial.

Essas características se manifestaram durantes as fases que antecederam as mudanças dos dois últimos ciclos, ou seja, final do segundo ciclo (1974-1981) e final do terceiro ciclo (2004-2012), como será comentado a seguir.

Cabe ainda salientar que, no período de preços relativamente estáveis, as flutuações ocorridas são invariavelmente atribuídas a eventos geopolíticos e financeiros de alcance mundial. Por suas próprias características, a recuperação de preços decorrentes desses eventos é de curta duração, geralmente de 12 a 18 meses [4].

Figura a.2 – Histórico do índice do valor da produção mundial de petróleo.



a) *A grande crise de petróleo de 1974-1986*

Após a Segunda Guerra Mundial o mundo conviveu com uma demanda crescente de petróleo e os preços se mantiveram baixos e relativamente estáveis (US$ 3 por barril em valores históricos). Nesse período, a Texas Rail Road Commission, órgão regulador da indústria de petróleo norte-americana, exercia o controle da produção para garantir preços estáveis. A efetividade dessa política se esgotou a partir de 1971, quando a capacidade adicional de produção nos EUA deixou de existir [2].

O poder de influir decisivamente na formação dos preços de petróleo passou, então, para a OPEP, criada em 1960 e tendo a Arábia Saudita como seu membro mais influente. Esse poder ficou bastante evidenciado após a Guerra Árabe-Israelense (Yom Kippur), entre Egito e Síria de um lado e Israel do outro em outubro de 1973. Como os EUA e muitos países ocidentais apoiaram Israel, os países árabes e o Irã impuseram aos mesmos um embargo no fornecimento de petróleo que resultou num decréscimo líquido da produção mundial de 4 milhões de barris diários até março de 1974. A consequência imediata foi que o petróleo teve seu preço quadriplicado no final deste ano.

O preço do petróleo se manteve relativamente estável, em torno de US$ 13 por barril de 1974 a 1978, porém declinante se ajustado pela inflação. Entretanto, de 1979 a 1981, houve uma aceleração abrupta provocada pela Revolução Iraniana seguida da Guerra Irã-Iraque, resultando no preço nominal médio de US$ 37 por barril em 1980, equivalente ao valor da produção igual a 9% do PIB mundial.

A elevação do preço do petróleo até 1981 estimulou e incrementou significativamente os investimentos em exploração e produção em todo o mundo, notadamente nas regiões offshore do Golfo do México, Mar do Norte, Oeste da África e Brasil, como pode ser comprovado pelo incremento de produção de seis milhões de barris por dia proveniente dos países fora da OPEP no período de 1980 a 1986 em que o preço declinou consideravelmente, atingindo menos de US$ 10 por barril em 1986.

A consequência imediata foi criar uma capacidade de produção bem superior à demanda que se consubstanciou nos anos seguintes. Nessa situação, como observado no mercado global de qualquer produto primário, os preços declinam consideravelmente por um longo tempo.

b) *As flutuações de preços intrapicos*

De 1986 a 2003 os preços nominais de petróleo se mantiveram numa faixa de US$ 14 a U$ 29 por barril (US$ 31 a US$ 37 por barril em dólar de 2015). As flutuações que ocorreram nesse período foram decorrentes de eventos geopolíticos e financeiros de alcance em escala mundial. Dentre eles, destacaram-se:

- Guerra do Golfo Pérsico (agosto de 1990 a abril de 1991) – invasão do Kuwait pelo Iraque em 1990, provocando uma reação dos EUA e aliados que se engajaram na guerra para evitar a anexação do Kuwait pelos iraquianos. A consequência imediata foi a elevação dos preços do petróleo durante o conflito e seu declínio contínuo até 1994.

- Crise financeira asiática de 1997-1998 – ocorrida na Coreia do Sul, Tailândia, Indonésia, Malásia e Filipinas que vinham experimentando acelerado crescimento econômico, interrompido por fortes saídas de capital e a consequente redução de suas reservas externas. Como esperado, os preços de petróleo declinaram durante a crise, porém tiveram uma rápida recuperação após 1999.

- Ataque terrorista de 11 de setembro de 2001 – embora o petróleo já tivesse seu valor em queda antes desta data, provocada por uma desaceleração do crescimento econômico mundial e o aumento da produção dos países fora da OPEP, os ataques terroristas aos EUA prolongaram o declínio, a despeito da ação da OPEP de reduzir a produção para conter a queda de preços.

É importante salientar que, durante todo o terceiro ciclo, a OPEP procurou exercer seu papel de controle dos preços através do estabelecimento de quotas de produção de seus membros, no intuito de atenuar as tendências de queda provocadas pelo aumento da capacidade de produção dos outros países fora da organização. Essa

política nem sempre teve efetividade, em parte devido à indisciplina de seus membros em cumprir as quotas, além de erros na condução da mesma [2].

Outro aspecto importante a destacar nesse período refere-se à recuperação da produção de petróleo da Rússia que declinou acentuadamente após o fim da União Soviética, porém teve crescimento acentuado de 1998 a 2011, quando a produção variou de menos seis milhões a mais de nove milhões de barris por dia. Cabe registrar que esse país foi o maior produtor de petróleo fora da OPEP de 2000 a 2007.

c) *A nova crise do petróleo*

A partir de 2003 a economia mundial passou a apresentar taxas elevadas de crescimento, com destaque para os EUA, União Europeia e países emergentes, notadamente a China e Índia, embora a contribuição de cada um tenha variado ao longo dos anos. Consequentemente, houve uma aceleração da demanda global de petróleo, provocando o aumento de preços a níveis que estimularam novos investimentos em exploração e produção. Projetos de desenvolvimento de campos gigantes em águas ultraprofundas no Golfo do México, Oeste da África e Brasil se tornaram viáveis. Entretanto, projetos dessa natureza exigem elevados investimentos e necessitam de desenvolvimentos de longo prazo para efetivamente expandir a capacidade de produção.

Os preços de petróleo continuaram em trajetória de crescimento acelerado até 2008, atingindo valores próximos a US$ 100 por barril quando eclodiu a crise financeira internacional, iniciada nos EUA e provocando recessões em todo o mundo. A crise foi de curta duração e logo os preços voltaram a subir aceleradamente, em consequência do aumento significativo da demanda dos países asiáticos, com destaque para a China, e da ação da OPEP em cortar mais de quatro milhões de barris por dia no início de 2009.

Já em 2010 os preços excederam a US$ 100 por barril e continuaram crescendo nos anos seguintes, tendo atingido picos de mais de US$ 120 por barril em 2012. A partir daí, iniciaram uma trajetória ligeiramente descendente, porém ainda se mantiveram em níveis bem elevados até o final de 2014 quando, então, colapsaram e se mantiveram em níveis surpreendentemente baixos até os dias de hoje, como já comentado na introdução deste artigo.

É importante destacar que, durante todo o período pós-crise financeira de 2008, os países produtores de petróleo aumentaram significativamente sua capacidade de produção, com destaque para o petróleo não convencional dos EUA cuja produção cresceu em cerca de 4,5 milhões de barris por dia de 2010 a 2014.

O colapso de preços no final de 2014 é uma consequência imediata do profundo desequilíbrio entre oferta e demanda global de petróleo em que um grande excesso de capacidade de produção contrasta com uma desaceleração acentuada da demanda. Acrescente-se a isso a recusa da Arábia Saudita e outros produtores da OPEP em continuar exercendo seu papel tradicional de regulador do balanceamento entre oferta e demanda de petróleo por meio de cortes na produção.

d) *Evidências de um novo ciclo de preços*

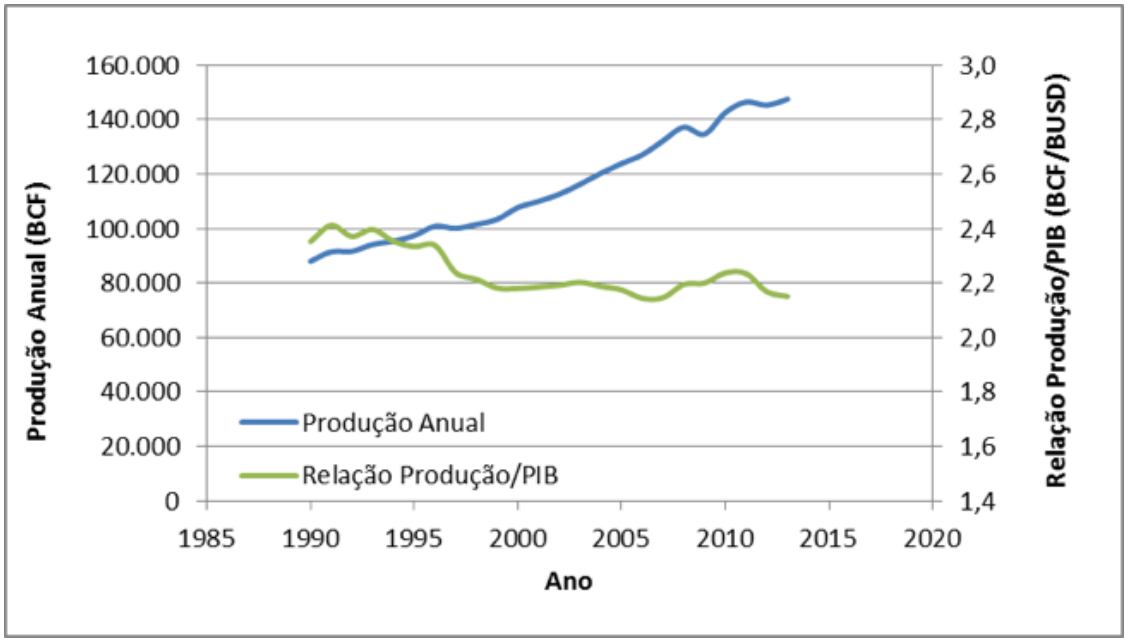
As características do comportamento dos preços nos últimos quinze anos permitem identificar fortes evidências de que um novo ciclo de preços baixos e relativamente equilibrados se avizinha. Confirmam-se, com isso, as tendências observadas no comportamento de outras commodities, principalmente no setor de mineração em que a trajetória declinante se iniciou em 2011 [3]. A manutenção de preços elevados de petróleo ainda por alguns anos pode ser atribuída à cartelização existente no setor que busca manter os preços relativamente estáveis antes do inevitável colapso.

Retomando as questões relacionadas ao comportamento da produção e preços do petróleo ao longo do terceiro ciclo, vemos na Figura a.2 que o valor da produção mundial de 1986 a 2004 sequer atingiu 3% do PIB Global. Por analogia com o período anterior e considerando que a fase de descenso acentuado de um eventual quarto ciclo se complete em 2016, como esperado, podemos admitir que o índice de valor da produção se situe entre 2% a 3% até 2020. Logo, os preços nominais de petróleo nesse período deverão se manter na faixa de US$42 a US$63 por barril.

B) O IMPACTO DO GÁS NATURAL

Enquanto a utilização do petróleo está mais voltada ao setor de transportes, o gás natural tem seus principais usos na geração de eletricidade, na indústria e no aquecimento predial. Isto leva à necessidade de, por parte do consumidor, firmar contratos de longo prazo para a garantia de recebimento do gás e, pelo lado dos produtores, ter a venda assegurada, fazendo com que o preço do gás seja mais estável o longo dos anos. Outro aspecto importante é a pouca viabilidade do armazenamento do gás, seja por razões técnicas ou econômicas, estabelecendo uma ligação direta entre o produtor e o consumidor. Quando o armazenamento existe, geralmente feito em jazidas subterrâneas, é realizado para aliviar efeitos sazonais do consumo ou para a formação de estoque estratégico. A proximidade de grandes reservas de gás permite a aquisição do insumo por preços mais competitivos, levando a uma vantagem econômica para os consumidores, principalmente no que tange ao preço da energia. Na Figura a.3 observa-se que, apesar da crescente produção, a relação entre produção global e o PIB mundial em bilhão de dólares de 2015 varia muito pouco nos últimos 20 anos.

Figura a.3 – Evolução da relação entre a produção de gás natural e o PIB mundial.



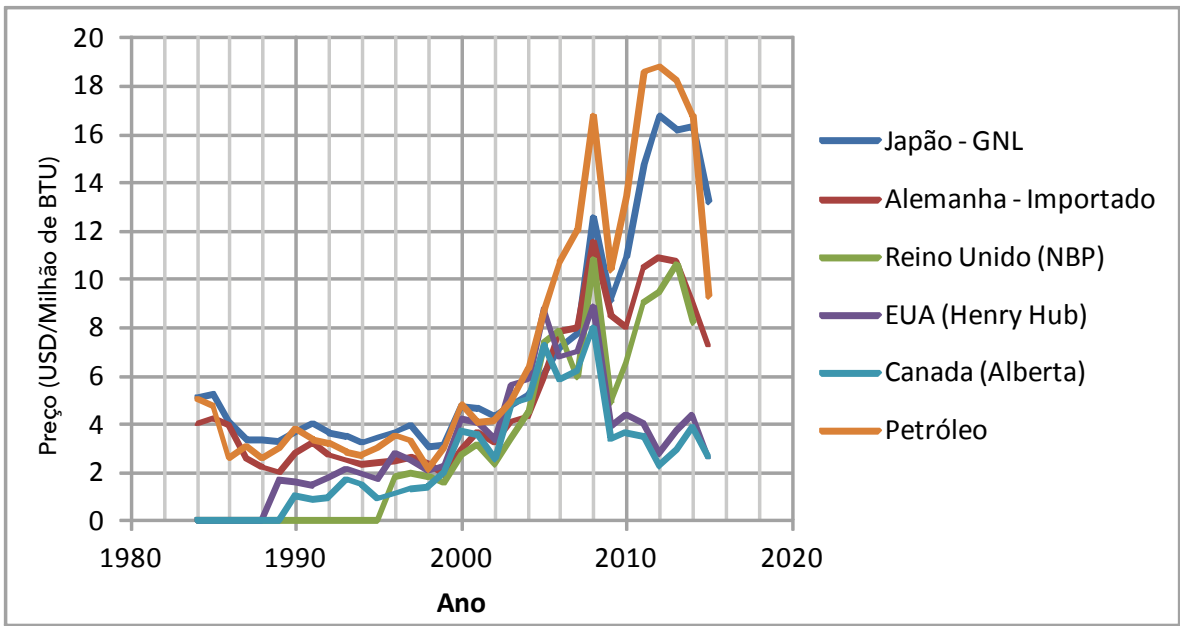
Os preços do gás natural não se corelacionam perfeitamente com os preços do petróleo, uma vez que o comércio do gás possui características regionais enquanto o petróleo é uma mercadoria com alcance comercial global. Porém, quando liquefeito, o gás natural tem seu preço atrelado ao petróleo. Isto tem levado a uma expansão do número de plantas de liquefação de gás, inclusive sobre navios em campos marítimos, bem como a uma ampliação do número de terminais de regaseificação nos países consumidores.

Em campos produtores exclusivamente de gás não associado, uma parte da corrente do poço se liquefaz ao atingir a superfície, agregando valor ao processo. Por outro lado, campos produtores de petróleo também produzem gás associado ao óleo, em volumes

que variam com a qualidade deste. No pré-sal brasileiro estima-se que cerca de 20% da energia produzida o seja na forma de gás natural.

O aumento das reservas de gás nos EUA e Canadá devido à introdução do gás de folhelho (shale gas) tem levado a um contínuo decréscimo do preço do gás norte-americano, propiciando uma redução do custo da energia e alavancando o crescimento econômico. Na Figura a.4, podemos ver claramente o efeito da entrada do gás de folhelho no preço do gás norte-americano a partir de 2008. Cabe ressaltar que o Marcellus Shale, localizado na região nordeste dos EUA, produziu durante o ano de 2015 a expressiva média de 16 bilhões de pés cúbicos por dia (450 milhões de metros cúbicos por dia).

Figura a.4 – Preços do gás natural em diversos mercados [5].



Desde 1990 até meados da década passada, observa-se certa correlação entre os preços do petróleo e do gás natural nos diversos mercados analisados. Desde então, somente o preço do GNL asiático tem acompanhado integralmente o preço do petróleo. Enquanto o preço do gás europeu não cresceu na mesma proporção, o gás norte-americano teve comportamento oposto, ou seja, valores muito reduzidos causados pelo excesso de oferta do gás de folhelho.

C) A FORÇA DO PETRÓLEO NÃO CONVENCIONAL

Estima-se que dois terços dos recursos petrolíferos mundiais ocorram em jazidas não convencionais, assim denominadas por não permitir o escoamento natural do petróleo para os poços, a saber: areias betuminosas (extra heavy oil and bitumen), óleo de folhelho (light tight oil) e folhelhos betuminosos (kerogen oil or

oil shale). Os motivos residem nos seguintes fatos: o petróleo das areias betuminosas apresenta uma viscosidade tão elevada que necessita de aquecimento para fluir; o óleo de folhelho escoa facilmente porém a rocha é praticamente impermeável e necessita ser fraturada; e os folhelhos betuminosos além de impermeáveis contém óleo viscoso, necessitando ser minerados.

Dentre estes, o óleo de folhelho tem se mostrado mais viável economicamente e sua extração nos EUA é responsável pelo aumento a cada ano, a partir de 2012, de cerca de 1 milhão de barris por dia na produção de petróleo daquele país. Mantidas as condições de rentabilidade do óleo de folhelho, haveria um natural aumento da participação americana no mercado global do petróleo com a consequente perda de mercado dos países membros da OPEP. A relutância dos membros da OPEP em reduzir sua produção causou um excesso de oferta com a consequente queda no preço do petróleo. Dados recentes indicam que tal política afetou a economicidade do óleo de folhelho e a produção americana já apresenta uma ligeira queda.

Cabe ressaltar que a perfuração de um poço no folhelho é um processo muito rápido, e uma vez reestabelecida a estrutura de preços, o aumento da produção do óleo de folhelho será inevitável.

O petróleo e o gás são gerados em folhelhos existentes abaixo dos campos convencionais, daí se pode inferir que a tecnologia desenvolvida nos EUA será invariavelmente estendida a outros países para explorar o óleo e o gás trapeados nestas rochas. A temperatura, a pressão, o grau de soterramento e as características dos folhelhos definem os tipos de fluidos residentes e as condições de maior rentabilidade para sua extração. Estima-se que, com a tecnologia atualmente disponível, há sítios do folhelho Eagle Ford no Texas que são economicamente viáveis com o petróleo a US$ 20 por barril [7].

Claramente o óleo de folhelho é o concorrente direto do petróleo proveniente de jazidas marítimas em águas ultraprofundas, ou seja, acima de 1.500 metros de lâmina d'água, o que é o caso do pré-sal brasileiro.

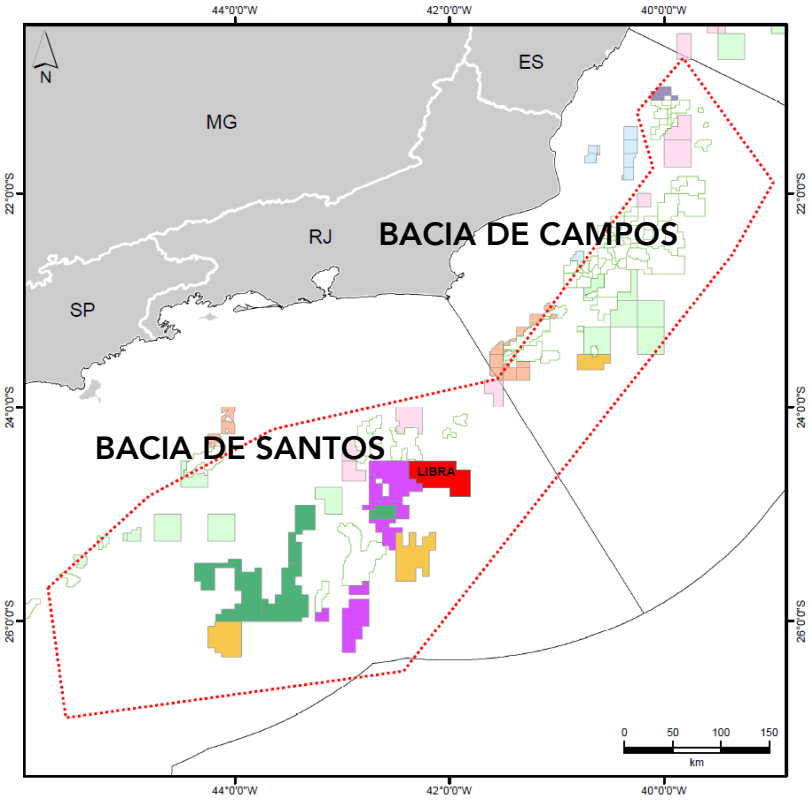
D) AS PERSPECTIVAS DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

A confirmação de recursos petrolíferos de potencial extremamente elevado no pré-sal brasileiro em 2006, com a descoberta de petróleo no prospecto de Tupi, hoje Campo de Lula, abriu perspectivas inusitadas para a indústria de petróleo do país. Abaixo de uma extensa camada de sal nas bacias sedimentares que vão da costa do Espírito Santo a São Paulo, encontra-se um sistema petrolífero com rochas argilosas (folhelhos) de grande capacidade de geração de hidrocarbonetos e rochas reservatórios de formação carbonática de alta qualidade. Nos anos seguintes, várias descobertas de campos supergigantes (recuperação final de hidrocarbonetos superior a um bilhão de barris) foram confirmadas no pré-sal da Bacia de Santos. Nos últimos dez anos, campos supergigantes foram descobertos somente no Brasil [6].

Essas descobertas passaram a ser avaliadas e desenvolvidas com intensidade pela Petrobras e companhias internacionais de petróleo em parceria, permitindo que a produção de petróleo do pré-sal atingisse hoje mais de 1 milhão de barris de óleo equivalente por dia.

Ao mesmo tempo em que o pré-sal se tornava uma realidade com o desenvolvimento e produção de campos em áreas de concessão, houve um intenso debate no país sobre o regime regulatório mais apropriado para redistribuir as novas riquezas. No segundo semestre de 2010, o Congresso Nacional alterou o marco regulatório do setor de petróleo, criando o regime de partilha da produção para ser aplicável a áreas não concedidas no entorno do polígono do pré-sal na costa sudeste do país, como representado na Figura a.5, e o regime de cessão onerosa, permitindo que o Governo Federal capitalizasse a Petrobras através da outorga de até cinco bilhões de barris de óleo equivalente em áreas do polígono. Esses dois novos regimes passaram a conviver com o regime de concessão para o restante das bacias sedimentares brasileiras.

Figura a.5 – Polígono do Pré-Sal.



Como o regime de partilha é caracterizado pelo compartilhamento da produção entre as empresas contratadas e o Estado, a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) foi criada para representar a União nos novos contratos de partilha e nos acordos de individualização da produção que envolvam áreas não contratadas do polígono do pré-sal, bem como para gerir os contratos de comercialização de petróleo e gás natural da União.

Uma característica marcante do desenvolvimento do pré-sal brasileiro é exigir empreendimentos de capital intensivo e uso de tecnologias avançadas para instalar unidades flutuantes em mais de 150 km da costa e perfurar poços em águas ultra profundas, penetrando por extensas rochas sedimentares e camadas de sal até atingir o horizonte dos reservatórios carbonáticos do pré-sal. Nessas circunstâncias, investimentos para desenvolver um módulo de produção se situam na faixa de 7,5 a 9 bilhões de dólares, sendo que a metade é devida à construção de poços. Entretanto, dado os elevados volumes recuperáveis, o investimento de capital unitário não chega a ser muito grande, ficando geralmente entre 13 e 16 dólares por cada barril de petróleo equivalente recuperado (Capex em US$/boe).

Quando o pré-sal brasileiro foi descoberto, o mundo encontrava-se em plena expansão econômica, acompanhada por um aumento expressivo da demanda global de petróleo e trajetória ascendente dos preços. Superada a crise financeira de 2008 que teve curta duração quanto aos impactos na indústria de petróleo, os preços do produto atingiram patamares bem superiores a US$ 100 por barril, tornando os projetos do pré-sal cada vez mais atrativos. A reversão de expectativas veio a acontecer com o colapso de preços a partir do final de 2014.

Juntamente com a crise internacional, a indústria de petróleo no Brasil foi profundamente impactada pela situação da Petrobras, envolvida em escândalos de corrupção, como a Operação Lava-Jato, e vivenciando um quadro financeiro de elevado endividamento.

Consequentemente, empreendimentos do pré-sal acabaram sendo afetados pela redução de investimentos e a postergação de projetos.

Apesar da crise, os fundamentos da atratividade do pré-sal brasileiro se mantêm, ou seja, o gigantesco potencial de recursos recuperáveis remanescentes nas Bacias de Campos e Santos, da ordem de 76 bilhões de barris de petróleo [6]. A grande maioria desses recursos encontra-se em horizontes do pré-sal.

Uma vantagem comparativa expressiva a favor do pré-sal reside na produtividade significativamente elevada dos poços, em face da alta qualidade dos reservatórios carbonáticos e extensas zonas produtoras de grande espessura, resultando em menor investimento de capital por unidade de volume de petróleo recuperado.

Cabe ainda salientar que a grande maioria dos projetos do pré-sal, iniciados depois de 2010 e os que ainda estão por vir, terá seu pleno desenvolvimento ao longo da próxima década, quando os preços do petróleo deverão estar relativamente estabilizados e atrativos para a indústria, embora não mais em níveis superiores a US$ 100 por barril como observado nos anos que antecederam o colapso de preços de 2014.

E) A IMPORTÂNCIA DA INOVAÇÃO TECNOLÓGICA

O ambiente de estresse econômico exige um contínuo esforço para a redução dos custos dos processos produtivos, façanha que requer o uso do conhecimento e da engenhosidade para introduzir melhoramentos nos processos existentes, levando ao desenvolvimento de novas tecnologias ou a adaptação de tecnologias já existentes em outros ramos da indústria. O aprimoramento de processos de gestão também auxilia no alcance das metas de redução de custos.

A indústria do petróleo é repleta de episódios onde a inovação permitiu que novas fronteiras exploratórias se tornassem técnica e economicamente viáveis. A partir da crise do petróleo da década de 1970 avanços nos métodos de exploração, na tecnologia de perfuração, na monitoração e gerenciamento de reservatório, em novos materiais e em sistemas submarinos permitiram que a produção de petróleo, tanto em terra quanto no mar, avançasse para os elevados níveis atuais.

O caso do shale oil norte-americano é emblemático. Os engenheiros utilizaram a técnica de fraturamento hidráulico, aplicada há muitos anos na indústria petrolífera para a estimulação de poços em reservatórios convencionais, para, em associação com novos conhecimentos geológicos, mecânica das rochas e comportamento de materiais, extraírem óleo e gás de rochas praticamente impermeáveis e até então consideradas improdutivas. Some-se a isto o desenvolvimento de um processo industrial de construção de novos poços [8], gerando um elevado ganho de escala.

No caso específico da produção em águas ultraprofundas, algumas novas tecnologias já permitem uma transformação na indústria. Por exemplo, a técnica de perfuração com pressão controlada (MPD – managed pressure driling), a qual permite a transposição de reservatórios carbonáticos de altíssima produtividade sem que haja o descontrole do poço e garante a segurança das operações, já vem sendo aplicada no pré-sal brasileiro.

Há, entretanto, desafios que ainda necessitam ser vencidos. Alguns campos do pré-sal possuem uma elevada concentração de contaminantes, notadamente o gás carbônico, que, por um lado é responsável pela alta produtividade e recuperação dos reservatórios, por outro lado exige custosos processos para purificação do gás natural associado. A redução dos custos destes processos é estratégica para o abastecimento do país com parte do gás natural do pré-sal, em oposição à exclusiva reinjeção do gás no reservatório, opção atualmente considerada.

Outro desafio, como já foi aqui exposto, é que metade dos investimentos em um sistema de produção refere-se à construção de poços. Daí que a redução do custo dos poços, mantida a produtividade dos mesmos, pode aumentar em muito a competitividade do pré-sal. Por exemplo, avanços na caracterização das rochas reservatório que permitam a construção de poços mais simples pode trazer uma redução dos investimentos nos sistemas de produção, bem como estender a vida

útil desses poços pela postergação da produção de água, aumentando inclusive a recuperação final dos reservatórios.

CONCLUSÕES

Se o quarto ciclo do petróleo for efetivamente confirmado, a indústria internacional de petróleo terá que conviver com preços do produto bastante inferiores àqueles que prevaleceram no boom das commodities dos últimos anos. Como já mostrado, nosso diagnóstico aponta para preços na faixa de US$42 a US$63 por barril de petróleo até 2020. Nos anos seguintes, espera-se um comportamento semelhante em que o valor da produção mundial se mantenha entre 2% e 3% do PIB Global, embora impactos significativos possam ser eventualmente causados por eventos geopolíticos e financeiros de alcance global. Se a trajetória for semelhante ao que ocorreu no terceiro ciclo, a recuperação dos preços não deverá ser prolongada nesses casos.

Ajustar-se a cenários de preços mais baixos é o principal desafio da indústria internacional do petróleo no curto prazo. Nesse sentido, esforços serão orientados necessariamente para a redução de custos de operação e investimentos e para a melhoria da recuperação dos reservatórios. Intrinsicamente relacionada com esses esforços estará a busca por novas tecnologias que resultem em ganhos expressivos para a economicidade dos projetos.

Em paralelo, diversos países que buscam atrair investimentos para o desenvolvimento de seu setor petrolífero serão orientados para construir um arcabouço regulatório que crie uma ambiência baseada em regras claras e transparentes, respeito a contratos e regulamentação favorável à atração de investimentos.

O longo histórico de controle de preços via cortes na produção não parece que chegou efetivamente ao fim. É provável que continue com a OPEP aliada a outros grandes produtores como a Rússia. No entanto, as medidas a serem adotadas deverão levar em conta a ameaça do petróleo não convencional norte-americano em abrir espaços para ampliar sua participação no mercado.

Todas as questões acima abordadas dizem respeito também ao pré-sal brasileiro. Em outras palavras, as empresas que operam no pré-sal, particularmente a Petrobras, deverão envidar esforços para a significativa redução de custos e maior retorno econômico para os projetos em cenários de preços baixos.

Revisões do arcabouço regulatório que reconhecidamente criam entraves para uma maior atração de investimentos são essenciais e já há indicações de que efetivamente serão implementadas. Assim, novas licitações de áreas no pré-sal poderão ser realizadas no curto prazo, abrindo uma nova fase de importantes investimentos em exploração e produção nesse ambiente.

REFERÊNCIAS

- *[1] Canuto, Otaviano: "The Commodity Super Cycle: Is This Time Different?", Economic Premise, The World Bank, June 2014, Number 150.*
- *[2] Williams, James L.: "Oil Price History and Analysis", WTRG Economics, 2011, www.wtrg.com.*
- *[3] Wheeler, Sean, Forrest, Richard, Alberich, Jose e Gracia, Eduard: "Beware the Oil Price Super Cycle, AT Kearney.*
- *[4] "The Oil Price – Quo Vadis", BCG Energy, February 2015.*
- *[5] BP Statistical Review of World Energy, London, UK, June 2015.*
- *[6] "World Energy Outlook", IEA – International Energy Agency, Paris, France, 2015.*
- *[7] Murtaugh, Dan: "Texas Isn't Scared of $30 Oil", Blomberg Intelligence, February 2016, www.blomberg.com.*
- *[8] Dale, Spencer: "New Economics of Oil", Society of Business Economists Annual Conference, London, UK, October 2015.*