



CADERNO OPINIÃO

# TENDÊNCIAS DE E&P NO BRASIL E NO MUNDO E O EXCEDENTE DA CESSÃO ONEROSA

---

AUTORA

Magda Chambriard

**agosto.2017**



---

## SOBRE A FGV ENERGIA

A FGV Energia é o centro de estudos dedicado à área de energia da Fundação Getúlio Vargas, criado com o objetivo de posicionar a FGV como protagonista na pesquisa e discussão sobre política pública em energia no país. O centro busca formular estudos, políticas e diretrizes de energia, e estabelecer parcerias para auxiliar empresas e governo nas tomadas de decisão.

### DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

### SUPERINTENDENTE DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS E RESPONSABILIDADE SOCIAL

Luiz Roberto Bezerra

### SUPERINTENDENTE ADMINISTRATIVA

Simone C. Lecques de Magalhães

### ANALISTA DE NEGÓCIOS

Raquel Dias de Oliveira

### ASSISTENTE ADMINISTRATIVA

Ana Paula Raymundo da Silva

### SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E P&D

Felipe Gonçalves

### PESQUISADORES

André Lawson Pedral Sampaio

Fernanda Delgado

Júlia Febraro França G. da Silva

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

### CONSULTORES ESPECIAIS

Ieda Gomes Yele

Magda Chambriard

Milas Evangelista de Souza

Nelson Narciso Filho

Paulo César Fernandes da Cunha



## OPINIÃO

# TENDÊNCIAS DE E&P NO BRASIL E NO MUNDO E O EXCEDENTE DA CESSÃO ONEROSA

Magda Chambriard  
Consultora, FGV Energia

A queda dos preços do petróleo, de 2014 para cá, e seu alto impacto na economia de diversos países, contribuiu para a retomada da discussão sobre os possíveis benefícios dos baixos preços dos combustíveis fósseis para o bem-estar da sociedade. Não há dúvida de que uma mudança no preço do petróleo afeta o PIB de diversos países, suas taxas de juros, os valores de ações

das suas companhias nas bolsas de valores, a inserção de combustíveis renováveis na matriz energética mundial, dentre outros aspectos; e, se persistente, o novo patamar de preços pode alterar o equilíbrio global do mercado.

Isso porque, apesar de seus prós e contras, o petróleo ainda é a principal fonte de energia para o transporte e o gás natural para o aquecimento em todo o mundo, isso sem falar em geração termoelétrica, petroquímica e a indústria de fertilizantes, entre tantas outras. Apesar de todas as iniciativas relacionadas às mudanças climáticas, ao que parece, os combustíveis fósseis ainda serão essenciais nas próximas décadas.

De acordo com as previsões da British Petroleum (BP Energy Outlook 2017), os combustíveis fósseis permanecerão como fonte dominante de energia, garantindo o incremento de suprimento de energia para suportar metade do crescimento da demanda mundial, pelo menos até 2035. Bastante similares também são as previsões da Agência Internacional de Energia (EIA, 2017) e OPEP (2017).

A importância desse setor é que garante o alinhamento de interesses das companhias, governos e sociedade, em cenários de baixos preços do petróleo, deixando claro que a resiliência do setor nada mais é do que uma tarefa conjunta desses mesmos atores - indústria, governos e sociedade. Enfrentar as dificuldades de caixa e a mudança de percepção de risco decorrente da queda dos preços do óleo cru de mais de US\$ 100/barril para menos da metade desse valor em tão curto espaço de tempo não foi e ainda não é tarefa fácil.

## TENDÊNCIAS DE E&P

O antigo conceito da escassez de petróleo foi substituído pela percepção de abundância, após o sucesso da produção de óleo e gás de reservatórios não-convencionais nos EUA e após importantes descobertas em águas profundas no mundo, como o pré-sal brasileiro, dentre outras. A transição para este novo cenário afetou não somente os lucros das empresas, mas também a economia de diversos países, levando governos a reconsiderar sua posição e reguladores a ajustar as regras para apoiar as atividades E&P.

O alto otimismo dos mais de US\$ 100 por barril parece ter levado as empresas a aumentar seu endividamento, exacerbando o impacto da brusca queda de preço do petróleo. Como exemplo, depois que os preços começaram a cair, cinco *super majors*<sup>1</sup> mais do que duplicaram sua dívida líquida combinada, que chegou a US \$ 220 bilhões<sup>2</sup>.

Para enfrentar este novo cenário, as empresas têm cortado despesas, aprimorado seus procedimentos internos, desinvestido e evitado posições de risco mais elevado. Os relatórios anuais de 2016 e os relatórios

trimestrais de 2017 das principais companhias de petróleo mencionaram, em grande parte, a abordagem disciplinada dos investimentos, bem como a busca de ganhos de produtividade e eficiência para reduzir os custos.

Como as *majors companies* têm um papel fundamental nos projetos de águas profundas e também nos de novas fronteiras exploratórias, os investimentos em tais projetos foram desacelerados ou postergados, e projetos de menores riscos e de ciclos de investimentos mais curtos foram priorizados. Nesse cenário, as grandes empresas têm investido prioritariamente em projetos os mais eficientes possível, em terra e no mar, aí incluídos os projetos não-convencionais dos Estados Unidos, onde compartilham espaço com pequenas e médias empresas independentes.

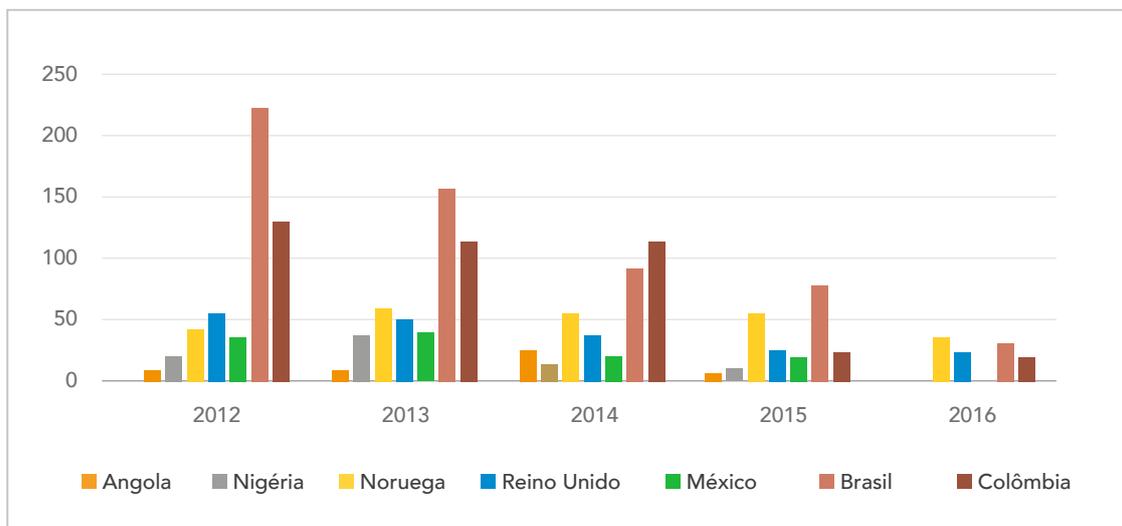
Os investidores também parecem buscar evitar riscos de longo prazo e se concentrar nos projetos mais lucrativos e/ou naqueles de rápido ciclo de investimentos, como a produção não convencional dos Estados Unidos, que garantam a continuidade do portfólio e tragam fluxo de caixa imediato.

O resultado, portanto, não poderia ser outro se não uma clara desaceleração nas atividades de perfuração e uma baixa utilização das plataformas. Foram vários os países que enfrentaram desaceleração nas atividades de perfuração, como por exemplo, o Reino Unido, o Canadá, o México, os Estados Unidos e a Colômbia dentre outros. Angola, Nigéria, Noruega e Brasil também foram afetados com redução nas atividades de esforço exploratório, principalmente das atividades de perfuração, como demonstram os gráficos 1 e 2.

<sup>1</sup> Supermajor é um termo aplicado às seis maiores empresas petrolíferas do mundo - todas as empresas não estatais. Eles também são conhecidos como International Oil Company ou IOCs. As seis maiores companhias de petróleo são: ExxonMobil (EUA); Royal Dutch Shell (Reino Unido / Países Baixos); BP (BP plc - UK); Chevron Corp. (EUA); ConocoPhillips (EUA); Total S.A (França) (<http://www.oilprices.org/largest-oil-companies.html>).

<sup>2</sup> Katakey, R. (2017), Bloomberg Market on January 25, 2017. Retrieved May 27, 2017, from <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-26/big-oil-debt-tops-out-as-cost-cuts-combine-with-rally-in-prices>.

Gráfico 1: Perfuração exploratória (número de poços)



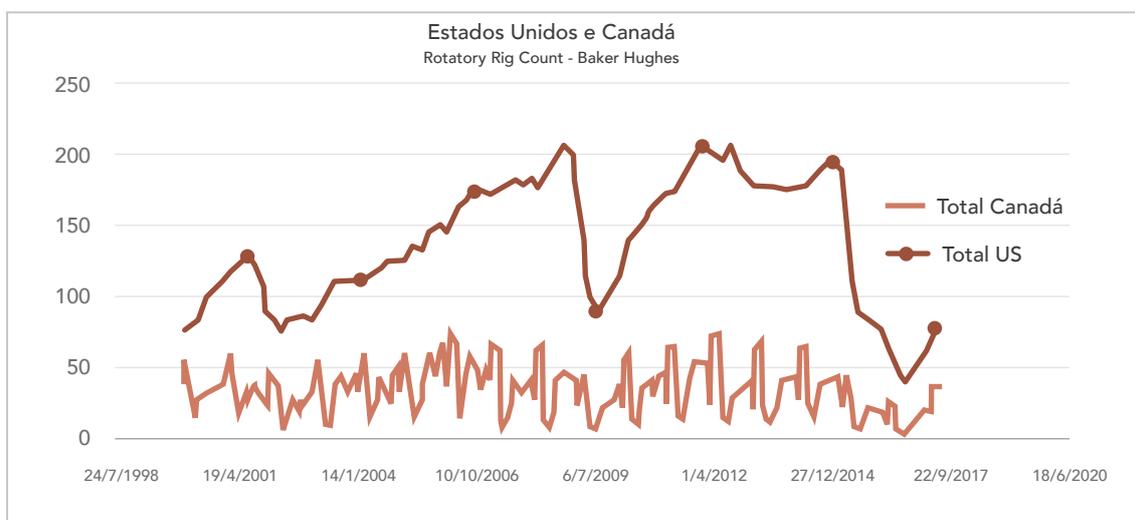
Fonte: Elaboração própria

Obs: Angola e Nigéria – Referência a 2016 não encontrada

A IHS Markit (2017)<sup>3</sup> reportou menos de 50% de utilização na frota mundial de plataformas semissubmersíveis com capacidade de perfuração em lâminas d'água superiores a 7500 pés. Nesse cenário, as empresas de petróleo e seus fornecedores trabalharam para reduzir os custos. Segundo estimativas da Schlumberger (2017), os custos médios de perfuração de um poço em

reservatórios não-convencionais nos Estados Unidos caíram 40% desde 2014. E que a maior complexidade do projeto dos poços, aliada a serviços de perfuração mais eficientes, impulsionaram a produção de petróleo. Reportaram também reduções de preços das taxas diárias de plataformas e navios de perfuração em todo o mundo.

Gráfico 2: Número de sondas operando nos Estados Unidos e no Canadá



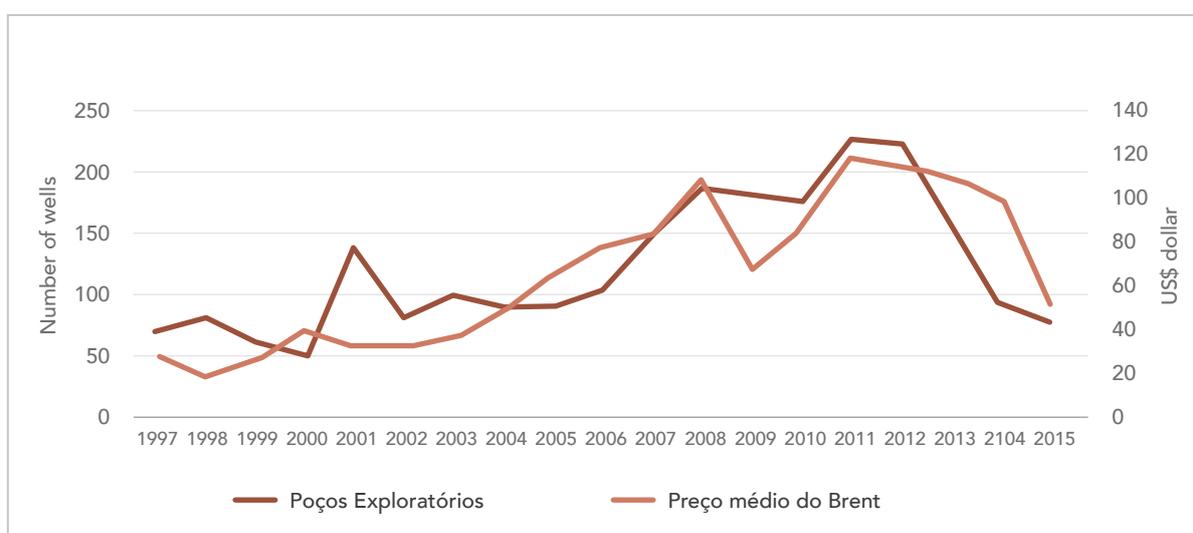
Fonte: Baker Hughes, 2017<sup>4</sup>

<sup>3</sup> <https://www.ihs.com/index.html>

Além dos EUA e do Canadá, onde a influência dos preços do óleo nas atividades de exploração e produção parece clara, é interessante comparar o esforço exploratório com os preços no Brasil e mostrar que o esforço exploratório alocado no país também acompanhou a tendência dos preços do petróleo (Gráfico 3). Parece, portanto, que a desaceleração das

atividades exploratórias foi fortemente influenciada pela queda dos preços do petróleo, como aliás não poderia deixar de ser, já que afeta diretamente o caixa das companhias. Adicionalmente, essa tendência também pode contribuir para explicar o adiamento de investimentos exploratórios, principalmente nas bacias de Novas Fronteiras.

**Gráfico 3: Poços exploratórios no Brasil e o preço do Brent**



Fonte: ANP, 2017<sup>5</sup>

## TENDÊNCIAS DE E&P PELO MUNDO

Os resultados das licitações para exploração e produção de óleo e gás, a partir de 2014, parecem corroborar a percepção de desaceleração das atividades exploratórias, principalmente nas áreas de novas fronteiras. Eles indicam a preferência das empresas por oportunidades de menor risco.

A análise desses resultados leva a observar que áreas de maior risco colocadas em licitação de 2014 a 2016, na

Noruega, México, Brasil, Colômbia e EUA foram preteridas. Esse foi o caso das áreas norueguesas do Mar de Barents nas rodadas anuais das "Pre-defined Areas" (APA) – de 2014 a 2016, áreas colombianas em Round Colômbia 2014, na 13ª Rodada de licitações do Brasil em 2015 e também nas áreas marítimas do Alaska (2 áreas planejadas para entrar em licitação nesse período tiveram sua proposição de oferta cancelada). Enquanto isso, as áreas mais conhecidas, tanto no mar quanto na costa, aquelas de menor risco, como o Mar da Noruega, o Golfo do México americano, as áreas maduras no Brasil e no México foram mais bem aceitas.

<sup>4</sup> <https://www.bhge.com/products-services>

<sup>5</sup> <http://www.anp.gov.br/>

Parece que a busca por investimentos de menor risco na exploração e produção de óleo e gás traz consigo dois conceitos: (1) o “ciclo rápido” de investimento, no qual os investidores buscam projetos de retorno rápido (3-5 anos) e (2) o conceito de “pipeline de projetos”, em que grande quantidade de oportunidades em uma determinada área reduz os riscos e permite crescimento local de portfólio. Neste contexto, o ciclo rápido do não convencional americano aparece como uma possibilidade de flexibilidade de investimentos (CAPEX) que permite seguir a tendência dos preços do petróleo. E áreas em águas profundas, de menor risco e possibilidade de grandes projetos, como o pré-sal brasileiro, aparecem como possibilidade de projetos mais perenes e geradores de caixa. Em ambos os casos, a inserção tecnológica e a melhoria contínua na engenharia e nos procedimentos operacionais são cruciais para reduzir custos e viabilizar novos projetos.

Embora a redução de investimentos exploratórios e a adoção de investimentos de ciclo rápido possam trazer resultados de curto prazo e garantir a resiliência do setor, essa é uma indústria de longo prazo, cujo principal ativo são áreas a explorar. E a redução, a qualquer custo, dos investimentos pode trazer efeitos futuros bastante indesejados para os países e para as empresas.

A análise do nível de reservas provadas de petróleo de um determinado país, e a produção de líquidos (relação R/P) permite certas considerações:

### **Canadá e Nigéria**

Ambos os países são detentores de reservas elevadas e exportadores de petróleo. O Canadá, por exemplo, tem R/P da ordem de 70 anos, e a Nigéria 43 anos (BP, 2017). O recente crescimento da produção de petróleo no Canadá é proveniente, em grande parte, da produção não convencional das areias da província de Alberta. À medida que os preços do petróleo caíam, as empresas petrolíferas reduziam os investimentos, afetando a produção de petróleo, causando a desaceleração do crescimento no Canadá em 2015, onde até o mercado imobiliário de Alberta foi afetado. Em consequência, em 2017, a província canadense de Alberta reduziu os royalties para encorajar investimentos.

A Nigéria, além de uma relação R/P substancialmente menor que o Canadá, tem alto risco político, especialmente no delta do Rio Niger, principal área de ocorrência de hidrocarbonetos. Embora o país tenha uma economia diversificada, a diminuição da produção de petróleo também afetou a economia nigeriana, já que o setor de petróleo continua a ser fonte crítica de receitas e investimentos externos. A busca de mitigação de risco fez que as empresas buscassem investir em águas mais profundas e que o governo suportasse essa iniciativa por meio da redução das alíquotas de royalties. Essas alíquotas, hoje, variam de acordo com a profundidade da água, atingindo uma taxa de 0% para a profundidade da água superior a 1.000 m.

### **Reino Unido e Colômbia**

Tanto o Reino Unido como a Colômbia parecem ter sido bastante afetados pelo cenário dos baixos preços do petróleo. A Colômbia tem indústria de petróleo como uma das principais indústrias do país há décadas. Já o setor do Mar do Norte do Reino Unido é responsável por cerca de 330 mil empregos, com 34 mil diretos, 151,500 indiretos e 144,900 empregos afetados. Em 2016 estimou-se uma redução de 27% nos empregos do setor, em relação ao contabilizado em 2014. Calcula-se, para ambos os países, índices R/P menores que 8 anos, o que indica bacias altamente maduras e a necessidade urgente de novos investimentos para manter seu o nível de produção e compensar o declínio (ritmo de reposição de reservas). Os esforços para repor reservas, tanto no reino Unido como na Colômbia, incluíram ofertas de áreas em rodadas de licitação e ações por meio de novas leis e regulamentos que tornaram o cenário regulatório mais atraente para os investidores. Recentemente, o Reino Unido ajustou seu quadro regulatório, reduzindo impostos. A Colômbia, além do esforço para adaptar leis e regulamentos, deu um passo importante para reduzir os riscos políticos com seu processo de pacificação (presidente Juan Manuel Santos premiado com o Prêmio Nobel da Paz em 2016).

### **Federação Russa**

Embora haja pouca informação sobre atividades de produção e E&P na Federação Russa, sua produção vem aumentando por um longo período, e suas reservas

parecem suficientes para manter o nível atual de produção de petróleo, tanto no médio como em mais longo prazo (R/P de cerca de 25 anos). Ao que tudo indica, como a desvalorização do rublo coincidiu com a queda dos preços do petróleo, essa desvalorização fez que os lucros das empresas de petróleo aumentassem, mesmo com a queda dos preços do petróleo. Além disso, o governo russo atuou, reduzido as taxas de exportação de petróleo, a fim de incentivar novos investimentos em exploração e produção.

### **Angola, Noruega e México**

A redução dos preços do petróleo também prejudicou as economias de outros países exportadores de petróleo como Angola, Noruega e México. Em um cenário de baixos de preços, os três países tentam viabilizar novos investimentos, embora com maior urgência no México e na Noruega (R/P de cerca de 11 anos) do que em Angola (R/P de cerca de 19 anos).

Atualmente a Noruega e o México avançam com a oferta de áreas via licitações públicas, enquanto em Angola não se tem notícia de nova licitação. No caso de Angola, a empresa Angolana Sonangol sinalizou com uma nova rodada de licitações em 2015, mas essa licitação foi cancelada. Além disso, em 2016, Angola estabeleceu um novo decreto legislativo presidencial para oferecer melhores condições e incentivos para tornar as descobertas marginais economicamente viáveis.

### **Estados Unidos e Brasil**

Em ambos os países a queda dos preços do petróleo fez que as atividades de exploração e produção caíssem. No entanto, a otimização de procedimentos e a inserção tecnológica permitiram o aumento da produção e a redução dos custos exploratórios. Os EUA produziram 12,704 milhões de barris por dia de líquido em 2015<sup>6</sup>.

Nesse ano, o rápido crescimento da produção não convencional fez do país o maior produtor de petróleo e GNL do mundo. Poços perfurados a partir de 2014 proporcionaram quase metade da produção de petróleo de 48 estados americanos (*Lower 48 states*) em 2015.

Na mesma tendência, as águas profundas brasileiras continuam a garantir o aumento da produção de petróleo. O *play* pré-sal, descoberto em 2006, já está produzindo cerca de um milhão e quatrocentos mil barris de petróleo por dia, já equivalente à 47% da produção total do país, e vai continuar crescendo. Crescendo e fazendo crescer, com ele, a produção e o desenvolvimento do setor no país.

Nos dois casos, a busca de maior eficiência e as inserções tecnológicas, além dos aprimoramentos regulatórios, têm sido capazes de reduzir custos e manter a lucratividade dos projetos. Recentemente, na última OTC Houston, o Brasil apresentou o projeto *Libra@35*<sup>7</sup>, mostrando os esforços empreendidos para produzir o pré-sal a US\$ 35/barril, além dos ajustes regulatórios para ampliar a atratividade das licitações brasileiras. Dentre estes ajustes destacam-se a apresentação de um calendário de novas licitações, a redução dos índices de conteúdo local e a queda da exigência de a Petrobras ser a única operadora no pré-sal.

Ambos os países avançam oferecendo áreas para exploração e produção através de licitações públicas, em 2017. Analisando os esforços acima mencionados, em prol do aumento da produção de óleo e gás, podemos concluir que a resiliência da indústria do petróleo tem sido um esforço conjunto dos governos, das empresas e da sociedade em geral que, ao mesmo tempo que exige retorno da atividade petroleira, também compartilha seus riscos nos piores momentos, quando abre mão, por exemplo, de tributos para alavancar o desenvolvimento da indústria.

<sup>6</sup> <http://www.bp.com/>

<sup>7</sup> *Libra@35*: 35 ações de redução de custo e de aumento da recuperação de petróleo aplicáveis ao projeto Piloto de Produção (1º sistema definitivo de produção) da área de Libra. Essas ações visam a baixar o break even (custo mínimo para se ter lucro, levando em conta todos os custos do projeto, inclusive investimentos) para um máximo US\$ 35/barril no desenvolvimento da produção em Libra (Petrobras, 2017). <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/um-sistema-de-producao-por-ano-em-libra.htm>

## ESFORÇOS CONJUNTOS

O importante é que o esforço conjunto parece estar funcionando. Como disse Deborah Byers, da Ernst Young LLP na CERA Week de 2017, "Todos estão conseguindo abaixar seus custos. Não são apenas empresas que produzem dos reservatórios não convencionais. São todos, desde águas profundas até os convencionais". No último WPC (World Petroleum Council, julho, 2017), na mesma direção, o CEO da Total, Patrick Pouyanne, declarou que os campos marítimos brasileiros podem ser tão lucrativos quanto a produção não convencional, se os operadores mantiverem sua atenção na redução dos custos.

Nenhum país é destino perfeito para investimentos em óleo e gás. As empresas estão naturalmente atentas a tudo que possa impactar suas margens de lucro e, conseqüentemente, seus possíveis investimentos. De acordo com suas capacidades e preferências, alocam seus orçamentos entre países e oportunidades de modo que o portfólio resultante mitigue riscos e maximize resultados. Além disso, parece existir uma confiança crescente na indústria do petróleo, uma vez que custos mais baixos começam a permitir o surgimento de novos projetos. As principais empresas petrolíferas voltaram ao mercado de Fusões e Aquisições, como consequência de sua gestão de portfólio. A BP parece bastante ativa, adquiriu 10% dos direitos da concessão de petróleo terrestre da ADCO de Abu Dhabi. A Statoil, da Noruega, completou a aquisição do 66% de participação da Petrobras, do Brasil, na licença offshore BM-S-8 na bacia de Santos, que contém uma parte substancial da descoberta do óleo pré-sal de Carcará. A ExxonMobil, por sua vez, adquiriu o Inter Oil em Papua Nova Guiné. A Shell tem desinvestido de alguns projetos, após a aquisição da BG<sup>8</sup>.

Outras atividades de empresas estatais de petróleo também parecem se recuperar. Vários novos negócios voltaram a surgir: a Rosneft participou de várias transações, tanto como compradora quanto como vendedora. A Petrobras, alienou ativos para atingir seu objetivo de desinvestimento,

visando garantir recursos para o desenvolvimento de importantes descobertas já realizadas, principalmente no pré-sal. Em função da nova legislação em vigor, a estatal brasileira exerceu seu direito de preferência para o certame de setembro (14ª rodada)<sup>9</sup>.

## OS PRÓXIMOS PASSOS NO BRASIL... MAS, E AS ÁREAS DA CESSÃO ONEROSA?

Como analisado, o cenário mundial parece indicar interesse crescente por áreas marítimas, e o pré-sal tem auxiliado a manter esse interesse, juntamente com resultados positivos mais recentes como descobertas na Guiana, por exemplo. O resultado da próxima rodada de licitações, a 14ª rodada, vai dar uma boa ideia do interesse das empresas pelo Brasil.

Após mudanças no comando, a Petrobras anunciou estar perseguindo medidas de redução de custos e um programa de desinvestimento de 21BUSD para os anos de 2017 e 2018 que, para além dos efeitos financeiros, visa reposicionar estrategicamente a empresa como operadora do *upstream* no Brasil. A empresa celebrou também parcerias com a Total e a Statoil. Essas parcerias podem trazer à Petrobras recursos financeiros e tecnológicos, bem como diluição de riscos e acesso a novos ativos. Tudo somado, essa abertura pode otimizar os investimentos da Petrobras e atrair para o Brasil capital de longo prazo.

Ao final do primeiro trimestre deste ano, a companhia anunciou resultados positivos: lucro acima da expectativa do mercado e EBITDA recorde. No mercado há dúvidas se a Petrobras vai mesmo investir os 20 BUSD previstos para este ano em seu plano estratégico, mas a atenção recairá mais sobre a qualidade e o impacto desses investimentos do que sobre o volume. A diretoria da empresa vem manifestando interesse nas próximas rodadas (partilha e *Tax & Royalty*), e já exerceu seu direito de preferência nas duas rodadas do pré-sal deste ano (entorno de Sapinhoá, Peroba e Alto do Cabo Frio Central).

<sup>8</sup> EY - Global oil and gas transactions review 2016; World Oil, 2016.

<sup>9</sup> <http://agenciabrasil.ebc.com.br/>

Figura 1: Áreas da Cessão Onerosa



Fonte: Petrobras, 2015

Entretanto, a Petrobras acumula uma dívida aparentemente insolúvel, da ordem de US\$ 100 bilhões, que a posiciona como a petroleira mais endividada dentre as empresas relevantes de óleo e gás do mundo, segundo seu presidente Pedro Parente<sup>10</sup>. Os valores médios dos papéis Petrobras PN, de início de dezembro, caíram de R\$ 17,41 em 2013 para R\$ 7,49 em 2015, encontrando-se no início de julho de 2017 a R\$ 12,36. No contexto da queda dos preços do petróleo e da crise econômica e política enfrentada pelo Brasil e pela Petrobras, o rating da companhia passou de Grau de Investimento para B1 pela Moody's, BB- pela S&P e BB pela Fitch. O do Brasil também foi reduzido de Grau de Investimento para Ba2 pela Moody's, BB pela S&P e BB pela Fitch.

Soma-se a este cenário de dificuldades econômicas a última emissão de títulos de dívida da Petrobras, com Cupons para Títulos com vencimento em 2022, 2027 e 2044 lançados respectivamente a 6,125%, 7,375% e

7,250%. A emissão foi tida pela Petrobras como a de menor custo médio desde 2013<sup>11</sup>.

A responsabilidade da indústria do petróleo com o Brasil é imensa! Tanto que em maio de 2017, na OTC Houston, o ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho, disse ver, na indústria do petróleo, potencial para acelerar a recuperação econômica do país.

Isso posto, parece transparente a necessidade urgente da Petrobras, uma das grandes empresas detentoras de fartos recursos petrolíferos do mundo, utilizar os recursos já descobertos para demonstrar ao mercado sua capacidade de solvência. Não se pode ter dúvida de que tal possibilidade seria capaz de reduzir o custo do dinheiro e viabilizar a alavancagem do investimento no setor petróleo, com benefícios rápidos para a própria empresa, para o setor como um todo e também para o país.

<sup>10</sup> Valor Econômico, 21 de março de 2017. <http://www.valor.com.br/http://>

<sup>11</sup> Para que se tenha uma ideia do que isso representa em termos de custo do dinheiro para a empresa e para o Brasil, a Apple emitiu títulos A1, com maturidade em 2023, a 2,4% a.a <http://veja.abril.com.br/economia/recordde-apple-emite-us-17-bilhoes-em-titulos-de-divida-corporativa/>

E é nessa hora que se deve lembrar dos volumes imensos de recursos contidos nas áreas da cessão onerosa, que segundo Resolução CNPE nº 1/2014, são cerca de 15 a 20 bilhões de barris de óleo equivalente. São recursos já descobertos; volumes que são patrimônio brasileiro e precisam de atenção especial da Petrobras e do governo brasileiro para se transformarem em riqueza real.

Desse total, apenas 5 bilhões de barris de óleo equivalente estão contratados sob regime de cessão onerosa, havendo, portanto, outros **10 a 15 bilhões de barris de óleo equivalente** a serem contratados a fim de gerar riqueza para o país. Apenas esse excedente é da ordem das reservas provadas de todo Brasil! É também da mesma ordem de grandeza das reservas provadas do México ou de Angola. E também bem maior que as reservas provadas da Noruega, Reino Unido ou Colômbia.

Trata-se de um montante de recursos inigualável a nível mundial, que certamente tem escala para soluções criativas que contemplem o interesse do país, da Petrobras e das petroleiras em geral e também da indústria de serviços, principalmente a já instalada no Brasil (muito mais devido a escala do que por qualquer outra coisa). Esses recursos podem e devem ser aproveitados para

melhorar o rating do Brasil e da Petrobras, e dessa forma, melhorar a atratividade dos projetos brasileiros.

O excedente da cessão onerosa representa excelente potencial de investimentos de baixo risco, o que tem volume para atrair grande interesse de empresas nacionais e estrangeiras, principalmente após o fim da obrigatoriedade do operador único no pré-sal.

Para traçar chaves de compreensão sobre o potencial que esse excedente pode representar para o país, serão utilizadas, em boa medida, as estimativas do IBP por meio de seu modelo econômico de *Upstream*<sup>12</sup>. Segundo o modelo, um projeto típico em águas profundas (no ambiente pós-sal), com reservas de 500 milhões de barris, ou seja, pelo menos 20 vezes menor que as reservas da ECO, teria, ao longo da vida do projeto, um custo de investimento de aproximadamente US\$ 4,7 bilhões, conforme a Tabela 1. Importante ressaltar, portanto, que tão somente a ECO, considerando essa métrica, teria potencial para investimentos de pelo menos US\$ 100 bilhões, além de inequívoco potencial impulsionador de desenvolvimento para a indústria brasileira, aí incluindo significativo potencial de geração de empregos no setor petrolífero e para-petrolífero.

**Tabela 1: Custos de produção por atividade em um projeto de 500 MM bbl**

Fase	Atividade	US\$ Milhões
Exploração e Avaliação	Sísmica	26
	Poços Exploratórios	365
Desenvolvimento	Poços de Desenvolvimento	1.460
	Subsea	1.570
	FPSO	1.095
	Outros	183
Produto	Opex	3.320 (166/ano)

Fonte: Fonte: IBP, 2017

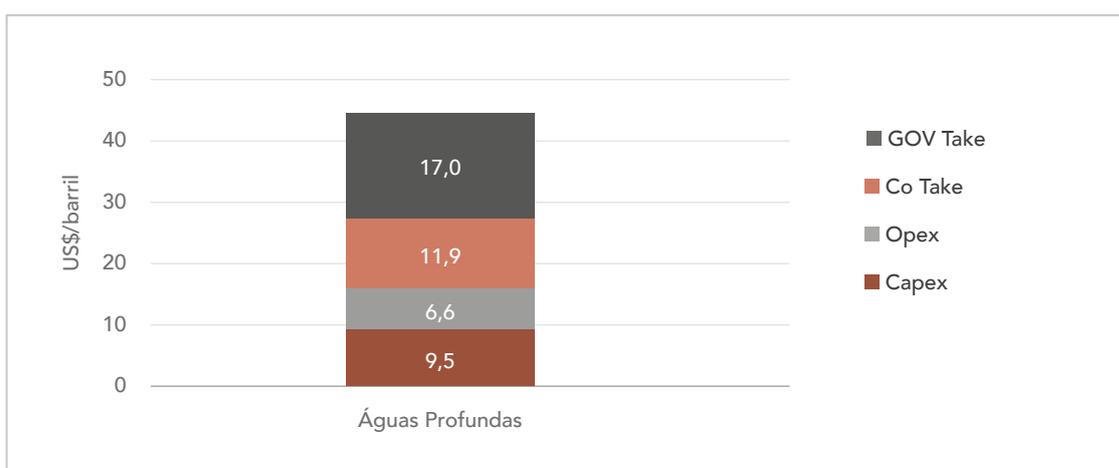
Nota: operado com uma plataforma FPSO com capacidade de produção de 120 mil b/d

<sup>12</sup> Atratividade do upstream brasileiro para além do pré-sal, disponível em: [https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/07/TD\\_Atratividade-do-Upstream-Brasileiro-para-Al%C3%A9m-do-Pr%C3%A9-Sal-SITE.pdf](https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/07/TD_Atratividade-do-Upstream-Brasileiro-para-Al%C3%A9m-do-Pr%C3%A9-Sal-SITE.pdf)

Tudo isso, e mais os necessários novos investimentos para garantir a extensão da vida produtiva dos campos brasileiros de todos os portes, inclusive de diversos gigantes da Bacia de Campos, como Marlim, Marlim Sul, Roncador, Albacora, Albacora Leste entre outros, põe o Brasil em posição de destaque na indústria do petróleo offshore. E, diga-se de passagem, que tal destaque se

deve, não só ao potencial para exploração e produção de petróleo e gás, como também pelo favorável arcabouço regulatório, como pode ser demonstrado também utilizando a métrica do IBP, para o mesmo projeto médio de 500 milhões de barris de petróleo recuperável (Gráfico 4). O gráfico indica um *government take* médio de 59%.

**Gráfico 4: Custos de produção por atividade em um projeto de pós-sal de 500 MM bbl**



Fonte: Fonte: IBP, 2017

Nota: operado com uma plataforma FPSO com capacidade de produção de 120 mil b/d

A indústria do petróleo do Brasil não pode se conformar com esse dia-a-dia, e muito menos se intimidar com dificuldades econômicas e políticas. É só olhar para o passado e ver que a Bacia de Campos foi desenvolvida com soluções técnicas e financeiras extremamente criativas, superando limitações de impacto no déficit primário da União, dentre outras dificuldades naquele momento, todas elas tão grandes quanto ou quem sabe até maiores que as atuais.

Espera-se que a Petrobras e o governo brasileiro sejam capazes de tirar partido dos imensos recursos envolvidos nos campos da cessão onerosa, em benefício do Brasil e da própria empresa, e que a retomada do Grau de Investimento, auxiliada pela viabilização da exploração dessa riqueza, seja capaz de diminuir o custo de capital e acelerar o desenvolvimento da indústria do petróleo do Brasil, em benefício de todos!

**Magda-Chambriard.** Mestre em Engenharia Química pela COPPE/UFRJ e Engenheira Civil pela UFRJ, se especializou em engenharia de reservatórios e avaliação de formações e posteriormente em produção de petróleo e gás, na hoje denominada Universidade Petrobras. Fez diversos cursos, além dos relativos a produção de óleo e gás, dentre os quais Desenvolvimento de Gestão em Engenharia de Produção, Negociação de Contratos de Exploração e Produção, Qualificação em Negociação na Indústria do Petróleo, Gerenciamento de Riscos, Contabilidade, Gestão, Liderança, desenvolvimento para Conselho de Administração.

Em 2002, foi cedida à ANP como assessora de diretoria. Em 2005, assumiu a Superintendência de Exploração da Agência, sendo responsável pela regulação e fiscalização das atividades exploratórias no território nacional. A partir de 2006, assumiu, simultaneamente à SEP, a Superintendência de Definição de Blocos. A partir de novembro de 2008, tomou posse como diretora. De março de 2012 a 2016 foi diretora-geral da Agência em substituição ao ex-diretor-geral Haroldo Lima.







[fgv.br/energia](http://fgv.br/energia)

